

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО  
«СНПС-АКТОБЕМУНАЙГАЗ»

НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ ПО РАЗРАБОТКЕ  
НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ  
АО СНПС «АКТОБЕМУНАЙГАЗ»



УТВЕРЖДАЮ:  
Первый заместитель  
Генерального директора  
АО «СНПС-Ақтөбемұнайгаз»  
*Есенгулов Т.С.* Есенгулов Т.С.  
«    »                      2025г.

**ДОПОЛНЕНИЕ №3 К ПРОЕКТУ РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ ПО  
ПОИСКУ УГЛЕВОДОРОДОВ НА БЛОКЕ ТЕРЕКЕН-2  
АКТЮБИНСКОЙ ОБЛАСТИ  
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН**

Текст

ДИРЕКТОР НИИ ПО РАЗРАБОТКЕ  
НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ  
АО СНПС «АКТОБЕМУНАЙГАЗ»




ЖАН СЯНЬЦУНЬ

г. АКТОБЕ, 2025г

## СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Должность	Подпись	Ф.И.О.
Директор НИИ АО «СНПС-Актобемунайгаз» (Руководитель проекта)		Чжан Сяньцунь
Зам директор департамента разведки		Шэн Шаньбо
Зам. директор департамента разведки		Буркитбаев Д.М
Начальник отдела оценки новых месторождений		Ван Гоцзюнь
Начальник отдела разведки		Есенкулова С.Ж
Зам. начальника отдела технологии и бурения НИИ		Сугурбаева Г.С.

Ответственный за Документ-контроль:  Сулейменов Э.О.

**Проект: «Дополнение №3 к проекту разведочных работ по поиску углеводородов на блоке Терескен-2 Актюбинской области Республики Казахстан».**

Отчет состоит из книги и папки графических приложений.

Книга. Текст – 213 л., в т. ч. 52 таблиц, 14 рис. и 10 текст. прил.

Папка. Графические приложения – 6 гр. пр. на 6 л., все – н/с.

Компакт диск – 2 шт.

Исполнитель: научно-исследовательский институт разработки нефтегазовых месторождений АО «СНПС-Актобемунайгаз»

Адрес: 030006, г. Актобе, пр. 312 стрелковой дивизии №3.

Завершение работы: согласно техническому заданию.

Рассылка: ТОО «РЦГИ «Казгеоинформ»», г. Астана; ЦКРР, г. Астана; АО «СНПС-Актобемунайгаз», г. Актобе в департамент разведки нефтегазовых месторождений.

Объект исследования: район работ расположен на территории Байганинского района Актюбинской области Республики Казахстан, в пределах листов М-40 и L-40 масштаба 1:1000000.

#### **РЕФЕРАТ**

Площадь Терескен-2 в административном отношении расположена в пределах Байганинского района Актюбинской области Республики Казахстан.

Относительно нефтегазонасного потенциала подсолевого комплекса территории блока предполагается возможность наличия глубокозалегающих рифовых тел каменноугольного возраста с благоприятными геологическими условиями для накопления и сохранения залежей углеводородов.

Настоящий «Дополнения №3 к проекту разведочных работ» составлен для выполнения дополнительных геологоразведочных работ с целью доизучения геологического строения данного блока и определения перспективных нефтенасыщенных зон развития залежей нефти и газа, а также переноса и корректировки невыполненных объемов разведочных работ, предусмотренных в предыдущих проектных документах, на новый проект.

Таким образом данным проектом предусматривается:

-провести обработку и интерпретацию всего сейсмического материала данного блока с целью выявления перспективных зон в отложениях карбона. Это позволит определить стратегию изучения подсолевых отложений в глубоководных частях блока Терескен-2 на период 2025-2027гг.

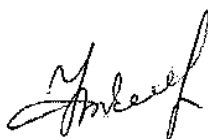
- Бурение поисковой скважины ВАК-6, которая ранее была запланирована по проекту «Доп №2ПРР\_2024г» как независимая скважина глубиной 3000м, перенесено на

текущий проект как зависимая глубиной 2030м в 2027гг, и изменено местоположение данной скважины, однако этот вопрос так же будет пересматриваться по результатам интерпретации материалов сейсмоки 3Д.

-Бурение в 2026-2027 гг двух скважин; независимая скважин ВАК-8 глубиной 2030м, и зависимая скважина ВАК-7 глубиной 2000м.

**Ключевые слова:** БУРЕНИЕ, ОТРАЖАЮЩИЙ ГОРИЗОНТ, СКВАЖИНА, ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ, ИСПЫТАНИЕ И ОПРОБОВАНИЕ, КЕРН, ЗАЛЕЖИ НЕФТИ И ГАЗА.

Составила:



Есенкулова С.Ж

«Утверждаю»  
Зам. директор департамента разведки  
Шань Шаньбо  
«        »        2025г.



**Раздел плана:** Проект разведочных работ по оценке углеводородов

**Полезные ископаемые:** Нефть и газ

**Наименование объекта:** блок Терескен-2

**Местонахождение объекта:** Актюбинская область, Республика Казахстан.

### ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

**на составление НИР:** «Дополнения №3 к проекту разведочных работ по поиску углеводородов на блоке Терескен-2 Актюбинской области Республики Казахстан».

Основание для составления отчета:	Завершение этапа поиска 21.12.2025г на блоке Терескен-2 в связи с этим а также с целью перехода на этап оценки необходимо выполнить проект разведочных работ по оценке углеводородов.
Исходные данные:	- «Дополнения №2 к проекту разведочных работ по поиску углеводородов на блоке Терескен-2 Актюбинской области Республики Казахстан» с проектом ОВОС», 2025г;
Объем работ:	<p>Проект оценочных работ должен состоять из 4-х основных частей</p> <p>I. Геологический часть Общие; сведения о районе работ, история геолого-геофизической изученности, геологическая характеристики района работ; стратиграфия и литология, тектоника, перспективы нефтегазоносности, гидрогеологическая характеристика, форма, тип и режим залежей, обоснование проведения поисково-разведочного бурения (сейсмические исследования, бурение на прогнозируемых структурах) и его целевое назначение, методика проведения поисково-разведочных работ, определение местоположение проектных скважин, их глубина и задачи, предварительная оценка ресурсов нефти, разработка плана исследовательских работ (отбор керна и шлама, промыслово-геофизические исследования и лабораторные исследования).</p> <p>II. Техничко-технологическая часть Общие технико-экономические вопросы организации разведочного бурения, геолого-технологические условия проводки скважины, методы вскрытия пласта и вызова притока, испытание и исследования пластов в открытом и обсаженном стволе, выбор конструкции скважин.</p> <p>III. Финансово-экономическая часть. Проект оценочных работ должен включать финансовую часть с отражением в ней затрат на приведение геологоразведочных работ по поиску и обнаружению залежей нефти и газа на весь период разведки.</p> <p>IV. Охрана недр и окружающей среды Материалы оценки воздействия на окружающую среду должны быть разработаны в соответствии с применимым законодательством РК.</p>
Графическая часть отчета должна быть представлена следующими материалами:	<ul style="list-style-type: none"> <li>- геологические профили по основным направлениям;</li> <li>- структурные карты продуктивных горизонтов;</li> <li>- карты нефтегазонасыщенных толщин по продуктивным горизонтам;</li> <li>- схемы расположения пробуренных и проектных скважин.</li> </ul>
Общие требования к поставщику:	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Наличие лицензии на проектирование горных производств;</li> <li>- Наличие государственной лицензии на выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды;</li> <li>- Наличие сертификатов менеджмента ISO 9001, 14001, 45001.</li> </ul>
Требования к	- Наличие программных продуктов: Petrel, Petrel Ocean, t-Navigator или ее

материально-техническому оснащению:	аналог (с обновленной технической поддержкой на момент предоставления услуги). Наличие программных продуктов подтвердить сканированной копией договора, либо официальным подтверждающим письмом от компании поставщика; – Выполнение интерпретации ГИС и петрофизических исследований, в программе «INTERACTIVE petrophysics»; –Иметь опыт в разработке плагинов в среде «Petrel Ocean». Опыт подтверждается наличием не менее 3 разработанных и сертифицированных плагинов.
Требования к составу и содержанию проектной документации:	Состав и содержание Проекта должно соответствовать требованиям: • Экологического Кодекса РК; • Кодекс РК «О здоровье народа и системе здравоохранения»; • ЗПК «О гражданской защите» №1188-V от 11.04.14 • Инструкции по проведению оценки воздействия намечаемой хозяйственной и иной деятельности на окружающую среду при разработке предплановой, плановой, предпроектной и проектной документации, утвержденной приказом Министра ООС от 28.06.07 №204-п, РНД 211.3.02.05-96; Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда и бытового обслуживания на объектах нефтедобывающей промышленности и других.
Согласование и утверждение документа:	Согласование отчета, и сдача в МЭ РК в уведомительном порядке.
Ожидаемые результаты:	<ul style="list-style-type: none"> <li>❖ Представить «Проект разведочных работ по оценке углеводородов на блоке Терескен-2 Актюбинской области Республики Казахстан с проектом ОВОС», в котором предусмотреть:</li> <li>❖ Программа геологоразведочных работ на период разведки;</li> <li>❖ Обоснование целевых задач проведения геологоразведочных работ;</li> <li>❖ Обоснование выбора объектов оценки;</li> <li>❖ Обоснование заложения оценочных скважин;</li> <li>❖ Обоснование количества первоочередных и зависимых проектных скважин;</li> <li>❖ Обоснование целевых горизонтов и проектных глубин;</li> <li>❖ Обоснование выбора конструкций проектных скважин;</li> <li>❖ Обоснование комплекса исследовательских работ в скважинах (ГИС геолого-технологические исследования (ГТИ), газовый каротаж, отбор шлама, керна, отбор проб боковым грунтоносом, испытание КИИ, испытание пластов на каротажном кабеле, НКТ и в эксплуатационной колонне, отбор проб флюидов);</li> <li>❖ - Обоснование оптимальных методов вскрытия объектов и вызова притоков при испытании скважин, а также методов воздействия на объекты при получении низких дебитов в процессе испытания.</li> <li>❖ - Обоснование комплекса лабораторных исследований для изучения литологических и физических свойств пород-коллекторов, получения петрографических зависимостей, анализов проб флюидов, в том числе пластовых условий, необходимый для подсчета запасов по категориям С<sub>1</sub> и С<sub>2</sub>.</li> </ul>
Количество экземпляров отчета:	Выполнить по три экземпляра со всеми графическими приложениями на бумажных носителях в жестком переплете и в электронной версии. К отчету приложить протоколы рассмотрения отчета на НТС АО «СНПС-Актобемұнайгаз».
Сроки исполнения:	Согласно техническому заданию.

Зам.директора департамента разведки



Буркитбаев Д.М

## ОГЛАВЛЕНИЕ

№№ главы	Наименование	Стр.
1	2	3
<b>1.</b>	<b>ВВЕДЕНИЕ</b>	16
<b>2.</b>	<b>ГЕОГРАФО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ</b>	21
<b>3.</b>	<b>ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ И БУРОВАЯ ИЗУЧЕННОСТЬ</b>	24
	3.1. Объем и результаты сейсмических исследований на площади	24
	3.2 Анализ результатов ранее проведенных геолого-геофизических исследований	33
	3.2.1 Изученность Контрактной территории глубоким бурением	36
	3.3 Геофизические и геохимические исследования	37
	3.4 Лабораторные исследования	39
<b>4.</b>	<b>ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ ПЛОЩАДИ</b>	45
	4.1. Региональная стратиграфическая характеристика	45
	4.2. Проектный литолого-стратиграфический разрез	49
	4.3. Тектоника	62
	4.4 Нефтегазоносность	68
<b>5.</b>	<b>МЕТОДИКА И ОБЪЕМ ПРОЕКТИРУЕМЫХ ПОИСКОВЫХ РАБОТ</b>	71
	5.1 Цели и задачи поисковых работ	71
	5.2. Обоснование объемов и сроков проведения сейсморазведочных и других видов полевых исследований	73
	5.3. Система расположения поисковых скважин	74
	5.4 Геологические условия проводки скважин	75
	5.5 Характеристика промывочной жидкости	80
	5.6 Обоснование типовой конструкции скважин	81
	5.7 Оборудование устья скважин	82
	5.8 Рекомендуемый комплекс геолого-геофизических исследований в проектных скважинах	82
	5.8.1 Отбор керна и шлама в проектных скважинах	82
	5.8.2 Геофизические и геохимические исследования	84
	5.8.3 Опробование и испытание перспективных горизонтов	86
	5.8.4 Лабораторные исследования	88
<b>6.</b>	<b>ПОПУТНЫЕ ПОИСКИ</b>	89
<b>7.</b>	<b>ОБРАБОТКА РЕЗУЛЬТАТОВ ПОИСКОВ</b>	90
<b>8.</b>	<b>ЛИКВИДАЦИИ И КОНСЕРВАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ ПО УГЛЕВОДОРОДАМ</b>	91
	8.1 Технологические и технические решения по ликвидации скважины	91
	8.2 Рассматриваемые варианты ликвидации скважины	92
	8.3 Сводный расчет суммы ликвидации последствий недропользования	92
<b>9.</b>	<b>ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ</b>	94
	9.1 Оценка воздействия на атмосферный воздух	94
	9.1.1 Климатическая характеристика	94
	9.1.2 Характеристика источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу	95
	9.1.3 Обоснование данных о выбросах вредных веществ в атмосферу	101
	9.1.4 Предложения по установлению предельно допустимых выбросов (ПДВ)	101
	9.1.5 Мероприятия по защите атмосферы от загрязнения	120
	9.1.6 Мероприятия по регулированию выбросов при неблагоприятных метеорологических условиях	120
	9.1.7 Рассеивания загрязняющих веществ	122

№№ главы	Наименование	Стр.
1	2	3
	9.1.8 Оценка воздействия на качество атмосферного воздуха	123
	9.2 Оценка воздействия на водные ресурсы	124
	9.2.1 Поверхностные и подземные воды	124
	9.2.2 Водоснабжение и водоотведение	125
	9.2.3 Оценка влияния и анализ последствий возможного загрязнения поверхностных и подземных вод	128
	9.3 Оценка воздействия на геологическую среду (недра)	131
	9.4 Управление отходами производства	133
	9.4.1 Виды и объемы образования отходов	133
	9.4.2 Оценка воздействия отходов на окружающую среду	138
	9.4.3 Рекомендации по обезвреживанию, утилизации и захоронению всех видов отходов	139
	9.5 Характеристика источников физического воздействия	140
	9.6 Радиационная безопасность	142
	9.7 Охрана земельных ресурсов и почвенно-растительного покрова	145
	9.7.1 Характеристика почвенного покрова	145
	9.7.2 Оценка воздействия проектируемых работ на почвенный покров	147
	9.7.3 Общие положения по рекультивации земель	149
	9.7.4 Техническая рекультивация	150
	9.7.5 Биологическая рекультивация	150
	9.7.6 Рекультивация земель, нарушенных и загрязненных нефтепродуктами	151
	9.7.7 Обследование загрязненных земель	152
	9.7.8 Передача рекультивированных земель землевладельцам. Контроль качества рекультивации	153
	9.7.9 Затраты на рекультивацию земель	154
	9.7.10 Требования безопасности при проведении рекультивационных работ	155
	9.7.11 Охрана животного и растительного мира	156
	9.7.12 Оценка воздействия на растительный и животный мир	158
	9.8 Методика оценки воздействия на окружающую среду от намечаемой деятельности	160
	9.9 Комплексная оценка воздействия на окружающую среду	163
<b>10.</b>	<b>ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ</b>	167
<b>11.</b>	<b>ПРЕДПОЛАГАЕМАЯ СТОИМОСТЬ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ</b>	169
<b>12.</b>	<b>ОЖИДАЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТ</b>	170
	12.1 Оценка ожидаемых ресурсов и запасов нефти и газа	170
<b>13.</b>	<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ</b>	173
	<b>СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ</b>	174
	<b>ТЕКСТОВЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ</b>	176

## СПИСОК ТЕКСТОВЫХ ПРИЛОЖЕНИЙ

№№ п/п	№№ прил.	Наименование	Стр.
1	2	3	4
1.	1	Заключение метрологической экспертизы	177
2.	2	Протокол №19/2024 заседания НТС ТОО «Timal Consulting Group»	178
3.	3	Протокол заседания геолого-технического совета АО «СНПС-Актобемунайгаз» и ТОО «Timal Consulting Group»	181
4.	4	Государственная лицензия ТОО «Timal Consulting Group»	185
5.	5	Заключение на скрининг	191
6.	6	Заключение по результатам ОВОС	197
7.	7	Коммерческое предложение ТОО «ГеоПроект»	210
8.	8	Коммерческое предложение ТОО «CNLC International Kazakhstan Inc (КНЛК Интернешнл Казахстан Инк.)»	211
9.	9	Письмо МЭ РК	212
10.	10	Справка о рассылке	213

## СПИСОК ТАБЛИЦ

№№ п/п	№ № табл.	Наименование	Стр.
1	2	3	4
1.	2.1	Географо-экономические условия	21
2.	3.1.1	Перечень геологических и геофизических исследований, проведенных в районе работ	30
3.	3.2.1	Сведения о выполнении проектов поисковых и разведочных работ	35
4.	3.3.1	Выполненный комплекс геофизических исследований скважин	38
5.	3.4.1	Характеристика отбора керна по скважинам	39
6.	3.4.2	Сведения о толщине, освещенности керном продуктивных горизонтов и объемах выполненных работ по анализу керна материала	40
7.	3.4.3	Результаты исследований, выполненных на керне	41
8.	3.4.4	Предельные и средние значения подсчетных параметров, определяемых по керну, и их достоверность	41
9.	3.4.5	Относительная проницаемость в системе вода-нефть	42
10.	3.4.6	Результаты исследования вытеснения нефти водой	44
11.	4.2.1	Стратиграфические отбивки грани	61
12.	4.4.1	Результаты опробования скважин	70
13.	5.4.1	Разрез проектных независимых скважин	80
14.	5.5.1	Характеристика промывочной жидкости проектных скважин	80
15.	5.6.1	Рекомендуемая конструкция для проектных поисковых скважин ВАК-5, ВАК-6	81
16.	5.7.1	Спецификация устьевого и противовыбросового оборудования (ПВО)	82
17.	5.8.1	Рекомендуемый интервал отбора керна и шлама по проектируемым скважинам	83
18.	5.8.2	Комплекс ГИС в проектируемых поисковых скважинах	85
19.	5.8.3	Рекомендуемые интервалы испытания в эксплуатационной колонне	87
20.	5.8.4	Виды лабораторных исследований	88
21.	8.3.1	Расчет стоимости ликвидации скважин	93
22.	9.1.1.1	Метеорологические данные по Актобе	94
23.	9.1.1.2	Средняя месячная и годовая температура воздуха (°С)	94
24.	9.1.1.3	Средняя годовая повторяемость (%) направлений ветра и штилей	94
25.	9.1.2.1	Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при проведении полевых сейсморазведочных работ МОГТ 3Д	97
26.	9.1.2.2	Перечень загрязняющих веществ при строительстве скважины ВАК-6	98
27.	9.1.2.3	Перечень загрязняющих веществ при испытании скважины ВАК-6 на 1 объект	99
28.	9.1.2.4	Перечень загрязняющих веществ при испытании скважины ВАК-6 на 5 объектов	100
29.	9.1.4.1	Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу по объекту при проведении сейсморазведочных работ МОГТ-3Д	102
30.	9.1.4.2	Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при строительстве скважины	104
31.	9.1.4.3	Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при испытании(эксплуатации) объектов скважины	106

№№ п/п	№ № табл.	Наименование	Стр.
32.	9.1.8.1	Анализ последствий возможного загрязнения атмосферного воздуха	124
33.	9.2.2.1	Баланс водопотребления технической воды	128
34.	9.2.2.2	Баланс водопотребления и водоотведения	128
35.	9.2.3.1	Анализ последствий возможного загрязнения водных ресурсов	129
36.	9.3.1	Анализ воздействия на геологическую среду	132
37.	9.4.1.1	Перечень, характеристика и масса отходов производства и потребления при проведении строительных работ суммарно	136
38.	9.4.1.2	Перечень отходов производства и потребления при испытании скважины	136
39.	9.4.1.3	Лимиты накопления отходов на период строительства скважины	136
40.	9.4.1.4	Лимиты накопления отходов на период испытания	136
41.	9.7.2.1	Анализ последствий возможного загрязнения почвенных покровов	148
42.	9.7.6.1	Показатели степени загрязнения земель нефтью	151
43.	9.8.1	Шкала масштабов воздействия и градация экологических последствий	161
44.	9.8.2	Матрица оценки воздействия на окружающую среду в штатном режиме	163
45.	9.9.1	Источники и факторы воздействия на компоненты окружающей среды, и основные мероприятия по их снижению	164
46.	9.9.2	Комплексная оценка воздействия на компоненты окружающей среды	165
47.	10.1	Календарный план-график на проведение сейсморазведочных и буровых работ	167
48.	10.2	Продолжительность строительства проектной скважины глубиной 3100м	167
49.	10.3	Продолжительность строительства проектной скважины глубиной 3100м	168
50.	11.1	Планируемые затраты на поисковые работы на блоке Терескен - 2	169
51.	11.2	Основные геолого-экономические показатели поисковых работ	169
52.	12.1.1	Прогнозные ресурсы УВ	172

## СПИСОК РИСУНКОВ

№№ п/п	№№ рис.	Наименование рисунков	Стр.
1	2	3	4
1.	1.1	Картограмма геологического отвода	16
2.	2.1	Обзорная карта района работ	23
3.	3.4.1	Зависимость коэффициента проницаемости от коэффициента пористости	42
4.	3.4.2	Кривые относительной проницаемости (толща КТ-I)	43
5.	3.4.3	Кривые относительной проницаемости (толща КТ-II)	43
6.	3.4.4	Отношение между коэффициентом вытеснения нефти и кратностью нагнетаемой воды, (толща КТ-I)	44
7.	3.4.5	Отношение между коэффициентом вытеснения нефти и кратностью нагнетаемой воды, (толща КТ-II)	44
8.	4.1.1	Сводная региональная литолого-стратиграфическая колонка	45
9.	4.3.1	Тектоническая схема	63
10.	4.3.2	Изембет. Геологический профиль	65
11.	4.3.3	Модель строения зоны сочленения Прикаспийской синеклизы с Уральской складчатой системой	66
12.	5.2.1	Структурная карта по кровле КТ-II	74
13.	5.3.1	Схема расположения проектной скважины ВАК-6	75
14.	9.1.1.1	Роза ветров	95

**ПАПКА**  
**СПИСОК ГРАФИЧЕСКИХ ПРИЛОЖЕНИЙ**

<b>№ п/п</b>	<b>Название приложения</b>	<b>№№ приложения</b>	<b>Кол-во листов</b>	<b>Масштаб</b>	<b>Степень секретности</b>
1	Средне-нормальный разрез	1	1	1:2000	н/с
2	Карта распределения профилей на участке Терескен-II	2	1	1:200 000	н/с
3	Структурная карта по кровле девонских отложений	3	1	1:100 000	н/с
4	Структурная карта по кровле турнейских отложений	4	1	1:100 000	н/с
5	Временные разрезы по линиям 1906 и 19х13	5	1		н/с
6	Геолого-технический наряд на строительство скважины ВАК-6 с проектной глубиной 3100м	6	1	1:5000	н/с

Всего – 6 гр.прил. на 6 л., все – н/с

## 1. ВВЕДЕНИЕ

«Дополнение №3 к проекту разведочных работ по поиску углеводородов на блоке Терескен-2 Актюбинской области Республики Казахстан» составлен проектным научно-исследовательским институтом по разработке нефтегазовых месторождений АО «СНПС-Актобемунайгаз».

Площадь Терескен-2 в административном отношении расположена в пределах Байганинского района Актюбинской области Республики Казахстан.

АО «СНПС-Актобемунайгаз» в соответствии с Контрактом №4687 от 21.12.2018г. предоставлено право на разведку и добычу углеводородов на участке Терескен-2 в пределах блоков XXV-21-В (частично), С, А, В (частично); Е (частично); F (частично), D (частично); Е (частично); F (частично) в Актюбинской области Республики Казахстан (рис. 1.1). Срок действия разведки – до 21.12.2027г.

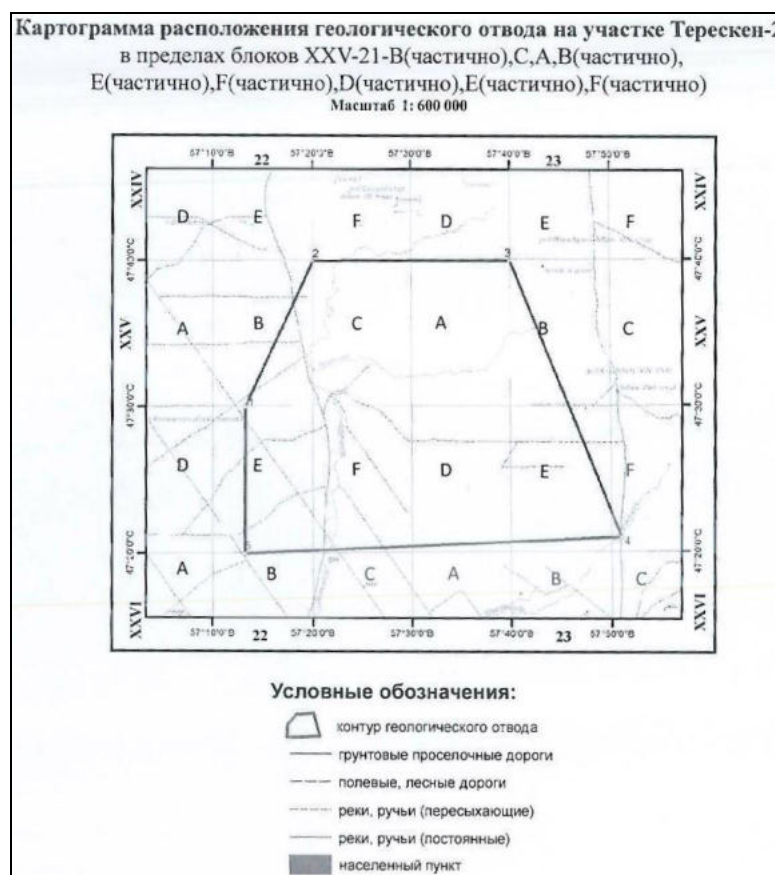


Рис. 1.1 - Картограмма геологического отвода

Площадь геологического отвода составляет 1390.11км<sup>2</sup>, глубина геологического отвода - до фундамента.

В 2018г. ТОО «Timal Consulting Group» был составлен «Проект поисковых работ по Блоку Терескен-2 Актюбинской области Республики Казахстан» (письмо МЭ №10-03/13814 от 22.06.2018г), которым был предусмотрен следующий объем геологоразведочных работ:

- обработка и интерпретация сейсмических профилей МОГТ 2Д прошлых лет общим объемом 405 пог.км. с целью обобщения и анализа сейсмического материала по исследуемой территории;

- проведение сейсморазведочных работ 2Д площадью 1400 пог.км. с целью дальнейшего исследования и детального изучения геологического строения, в частности, подсолевых отложений;

- бурение одной поисковой независимой скважины Р-2 с проектной глубиной 4000м с целью определения нефтегазоносности подсолевых и надсолевых объектов.

Согласно «Проекту поисковых работ...» выполнен следующий запланированный объем работ:

✓ 2019г. - переобработка и переинтерпретация старых 2Д сейсмических данных объемом 858,8 пог. км.;

✓ 2019-2020гг - на территории блока Терескен-2 были проведены сейсморазведочные работы 2Д общей площадью 1400 пог. км;

✓ 2020г. - пробурена поисковая скважина ВАК-1 глубиной 3500м. В скважине по данным ГИС в отложениях КТ-1 выделены 3 интервалы для тестирования, а в отложениях КТ-II и C<sub>1v</sub> перспективные коллектора для опробования не были выделены.

В скважине ВАК-1 опробованы 3 объекта:

- объект I: интервалы 1527-1536м, 1553-1557м, 1568-1573м получен приток пластовой воды дебитом 15 м<sup>3</sup>/сут;

- объект II: интервал 1453-1460м приток не получен;

- объект III: интервал 1194-1210м, 1225-1235м, 1250-1266м получен слабый приток нефти с газом и водой с подачей азота.

- Как видно из результатов испытания из 3 объектов, только один объект, который расположен выше КТ-1 возможно пермь при испытании работал слабым притоком нефти и газа.

Согласно «Проекту поисковых работ...» 2018 года на территории блока Терескен-2 были проведены сейсморазведочные работы 2Д общей площадью 1400 пог.км, в рамках которого проведена детальная интерпретация и составлены структурные карты по кровле основных целевых горизонтов яруса P<sub>1as</sub>, отложений КТ-I и КТ-II, по кровле меловой и юрской систем, глубокозалегающего визейского и турнейского ярусов и верхнего девона. По результатам работ в 2020г. составлен «Отчет о результатах интерпретации данных сейсморазведочных работ 2Д на блоке Терескен-2 площадью 1400 пог.км» (Протокол МД Запказнедра №1/2021 от 03.02.2021г.).

В 2021 году был составлен и утвержден «Проект разведочных работ по поиску углеводородов на блоке Терескен-2 Актыобинской области Республики Казахстан» (Протокол ЦКРР №16/5 от 19.08.2021.), которым в период 2021-2024гг. было предусмотрено:

- Сейсморазведочные работы 3Д в объеме 750 кв.км.;
- Бурение двух поисковых скважин ВАК-2 и ВАК-3.

Согласно «Проекту разведочных работ...» выполнен следующий запланированный объем работ:

✓ 2021г.- пробурена скважина ВАК-2, в которой отобран керн в интервалах 2269,46-2278,46м, 2406,2-2415,2м общая проходка составила 18м, вынос керна 100%.

В скважине ВАК-2 проведено испытание 5 объектов: 1 объекта в КТ-I, 3 объекта в КТ-II и 1 объект вне горизонта. В отложении КТ-I по данным испытания притока не получено, в отложениях КТ-II из трех объектов испытания в одной – получено вода дебитом 4 м<sup>3</sup>/сут, из двух объектах получен приток незначительный приток жидкости с нефтью: в совместно испытанных интервалах 2341-2349, 2355-2361 м и 2405-2407, 2428-2437, 2440,5-2447 получены приток 1,1м<sup>3</sup>/сут и 2,5м<sup>3</sup>/сут нефти, 1,9м<sup>3</sup>/сут и 4,5 м<sup>3</sup>/сут воды.

✓ 2021г.- пробурена скважина ВАК-3, в которой по данным ГИС выделены перспективные нефтенасыщенные интервалы в отложениях КТ-I и КТ-II, в отложениях КТ-I интервалы 2108,6-2229,5м общей мощностью 21,2м, в отложениях КТ-II интервалы 2770,6--2919,8м общей мощностью 25м, отобран керн в интервалах 2766,5-2910,3м общая проходка 35,8м, вынос керна составил 100%, в отложениях P1-as отобран керн в интервалах 2108--2142,5м общей проходкой 26м, вынос керна составил 94,3%.

В скважине ВАК-3 проведено испытание 5 объектов: 2 объекта в КТ-I и 3 объекта в КТ-II. В отложениях КТ-I по данным испытания из двух объектов испытания одна нефтеносная другая водоносная, где в интервале 2199-2188м получена вода дебитом 16м<sup>3</sup>/сут, а совместно испытанных интервалах 2162-2160м, 2156,5-2154,5м, 2152-2148м, 2137-2128м получены от 18 м<sup>3</sup>/сут до 21 м<sup>3</sup>/сут нефти и воды. В отложениях КТ-II (пачке Гн) из трех объектов испытания одна водоносная, одна водонефтеносная и одна нефтеводоносная. С интервала 2768-2771,5м, 2783-2790м при 1,5мм штуцере получено 3,6 м<sup>3</sup>/сут нефти и 2,4 м<sup>3</sup>/сут воды. Совместно испытанных интервалах 2868-2875,5м, 2893-2899м, 2902-2904м, 2906-2912м получено 1,3 м<sup>3</sup>/сут нефти и 4,7 м<sup>3</sup>/сут воды, а также в интервалах 2959-2962м, 2964-2968м, 2976-2980м получен приток воды дебитом 13 м<sup>3</sup>/сут.

В 2022 году был утвержден «Дополнение к проекту разведочных работ по поиску углеводородов на блоке Терескен-2 Актыобинской области Республики Казахстан» (Протокол ЦКРР №27/3 от 19.05.2022.), которым было предусмотрено:

➤ Дополнительное бурение трех поисковых скважин: двух независимых скважин ВАК-4, ВАК-5 и одной зависимой скважины ВАК-6;

➤ Проведение сейсморазведочных работ 3Д площадью 750 кв.км. с целью дальнейшего исследования и детального изучения геологического строения, в частности, подсолевых отложений.

Согласно «Дополнения к проекту разведочных работ...» выполнен следующий запланированный объем работ:

✓ Проведена сейсморазведочные работы 3Д и составлен «Отчет о результатах сейсморазведочных работ 3Д объемом 738,9 кв.км на разведочном блоке Терескен-2», где обобщены результаты полевых сейсмических работ 3Д. В результате выполненной обработки и интерпретации построены структурные карты по поверхностям продуктивных пластов, построены карты толщин, карты осадочных фаций, сравнительные карты пластов по линии скважин, карты анализа сейсмических атрибутов, карты комплексной оценки и карты с расположением скважин.

✓ Пробурена скважина ВАК-4, где при опробовании интервалов 2808,5-2806м; 2775,5-2772м; 2762,5-2756,5м; 2747-2743,5м и 2022-2017м было получено вода.

✓ Выполненная обработка и интерпретация материалов сеймики 3Д сданными пробуренных скважин ВАК-1, ВАК-2, ВАК-3, ВАК-4 позволили получить структурные карты по поверхностям КТ-I, КТ-II были выделены перспективные зоны развития неструктурных ловушек тектонически и литологически экранированные.

✓ Исходя из полученных материалов недропользователем было принято решение скорректировать местоположение бурения скв.ВАК-5. Полученные новые данные показали совершенно новое представление о геологическом строении данного участка где пробурена скв.ВАК-5. Ранее запланированное местоположение скв.ВАК-5 проектировалась в северной части участка Терескен-2 на пересечении профилей 1919 и 19X05, а пробурена в центральной части участка Терескен-2 южнее ранее проектируемой точки на сейсмическом профиле JK2030. Скважина вскрыла на глубине 1500 м. нижневизейские и турнейские отложения. Отложения верхнего и среднего карбона отсутствуют.

✓ Исходя из фактического вскрытого разреза была проведена корректировка интервалов тестирования скважины (1555-1565, 1595-1605, 2055-2065, 2095-2105, 2300-2310м).

✓ Выполненные согласно “Проекта разведки...” объем геологоразведочных работ показал недостаточность изученности данного блока, для уточнения геологического строения и оценки нефтегазоносности.

✓ В связи с этим целесообразно продолжить изучение рассматриваемого блока с постановкой дополнительных работ. Для решения этой геологической задачи составлен данный проект.

Согласно «Дополнения №2 к проекту разведочных работ...» выполнен следующий запланированный объем работ:

Продление Контракта на период 2025-2027гг. для выполнения дополнительных геологоразведочных работ с целью доизучения геологического строения данного блока и определения перспективных нефтенасыщенных зон развития залежей нефти и газа.

-проведены полевые сейсморазведочные работы 3Д в юго-восточной части контрактной территории в объеме 100 кв.км, согласно утвержденной программе работ.

Настоящий «Дополнения №3 к проекту разведочных работ» составлен для выполнения дополнительных геологоразведочных работ с целью доизучения геологического строения данного блока и определения перспективных нефтенасыщенных зон развития залежей нефти и газа.

Таким образом данным проектом предусматривается:

- проведение полевых сейсморазведочных работ 3Д объемом 540 кв км.  
- провести обработку и интерпретацию всего сейсмического материала данного блока с целью выявления перспективных зон в отложениях карбона. Это позволит определить стратегию изучения подсолевых отложений в глубокопогруженных частях блока Терескан-2 на период 2025-2027гг.

- Бурение поисковой скважины ВАК-6, которая ранее была запланирована по проекту «Доп №2ПРР\_2024г» как независимая скважина глубиной 3000м, перенесено на текущий проект как зависимая глубиной 1960м в 2027гг, и изменено местоположение данной скважины, однако этот вопрос так же будет пересматриваться по результатам интерпретации материалов сеймики 3Д.

-Бурение в 2026-2027 гг двух скважин; независимая скважина ВАК-8 глубиной 2030м, и зависимая скважина ВАК-7 глубиной 2000м.

На каждую проектную скважину возлагаются следующие задачи: изучить геологическое строение перспективного участка, уточнить перспективы вскрываемого разреза в отношении нефтегазоносности с целью поисков и подтверждения перспектив нефтегазоносности подсолевого комплекса на рассматриваемом участке. При получении притоков нефти и газа провести необходимые исследования ФЕС коллекторов для выполнения дальнейшей оценки запасов УВ.

## 2. ГЕОГРАФО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

Таблица 2.1 - Географо-экономические условия

№№ пп	Наименование	Географо-экономические условия
1	2	3
1	Географическое положение района работ	Байганинский район Актюбинской области Республики Казахстан.
2	Место базирования НГРЭ	г. Актобе
3	Сведения о рельефе местности, его особенностях, заболоченности, степени расчлененности, абсолютных отметках и сейсмичности района	Рельеф местности представляет собой слабо всхолмленную равнину, расчлененную пологими балками и оврагами. Абсолютные отметки его колеблются от 125 до 270 м.
4	Характеристика гидросети и источников питьевой и технической воды с указанием расстояния от них до объекта работ	Гидрографическая сеть представлена реками Эмба и Атжаксы, которые по условиям режима характеризуются с резко выраженным стоком в весенний период. Являясь притоком реки Эмба, река Атжаксы не имеет постоянного водотока, в летний период пересыхает. Ее бассейн, представленный балками и оврагами, наполняется водой лишь в весеннее время и на формирование грунтовых вод существенного влияния не оказывает. Вода реки Эмба, минерализованная и используется для технических нужд. Для бытовых целей используется вода из колодцев. Уровень воды в колодцах и в пойме реки Эмба составляет 2 м и более.
5	Количество скважин для водоснабжения и их глубины (при отсутствии поверхностных водоисточников)	На разведочном участке отсутствуют.
6	Среднегодовые, среднемесячные и экстремальные значения температур	Климат района сухой, резко континентальный, с резкими годовыми и суточными колебаниями температуры и крайне низкой влажностью. Зимний минимум температуры (по данным Кожасайской метеостанции) достигает минус 40°C, летний максимум +40°C. Самыми холодными месяцами являются январь и февраль, а самым жарким месяцем - июль. Глубина промерзания почвы составляет 1,5-1,8 м.
7	Количество осадков	Среднегодовое количество атмосферных осадков невелико и достигает 140-200 мм в год.
8	Преобладающее направление ветров и их сила	Байганинский район преобладание юго-восточных ветров.
9	Толщина снежного покрова и его распределение	Период с середины ноября до середины апреля является периодом снежного покрова с толщиной снежного покрова зимой до 20-30 см. Первый снеговой покров обычно ложится в середине ноября и сохраняется до конца марта.
10	Начало, конец и продолжительность отопительного сезона	Начало отопительного сезона 8 октября; конец отопительного сезона 15 апреля; продолжительность - 6 месяцев
11	Растительный и животный мир, наличие заповедных территорий	Растительность формируется только за счет атмосферных осадков, что в свою очередь обусловило ее характер. Травястые природные пастбища изреженные и бедные. Основу его составляют ковыльно-полынно-типчаковые группировки. Толщина плодородного слоя в среднем 8 см. Животный мир разнообразен, встречаются представители различных типов. Из млекопитающих обитают волки, лисы, зайцы; из грызунов - суслики, тушканчики, песчанки, полевые мыши. Из пресмыкающихся следует отметить ящериц и различных змей, в том числе и ядовитых. Из пернатых встречаются орлы, степные куропатки, дрофы, дикие голуби. Через район проходят пути миграции сайгаков. Заповедные территории близ контрактной территории отсутствуют
13	Состав населения	казахи, русские, украинцы, татары и пр.

№№ п/п	Наименование	Географо-экономические условия
14	Ведущие отрасли народного хозяйства	Нефтедобывающая промышленность
15	Наличие материально-технических баз	Имеются
16	Действующие и строящиеся газо- и нефтепроводы	Ближайшими нефтяными месторождениями к площади работ являются Жанажол (40км), Кенкияк (55км), которые обладают развитой инфраструктурой, энергетической базой и мощностями по подготовке добычи нефти и газа. Нефть этих месторождений по нефтепроводу подается в магистральный нефтепровод Атырау-Орск.
17	Источники: -теплоснабжения, - электроснабжения	Главным оператором-поставщиком тепла и горячей воды в дома и предприятия города является АО «Трансэнерго» Электроснабжение потребителей города Актобе осуществляется централизованно от сетей 110-35 КВт, находящихся на балансе ТОО «Актобээнергоснаб»
18	Виды связи	Сотовая (beeline), спутниковая, локальная(городская), радиолокационная связь.
19	Пути сообщения	Ближайшей железнодорожной станцией и районным центром является ст. Эмба. Нефтепромыслы месторождений Жанажол и Кенкияк связаны шоссейной дорогой с асфальтовым покрытием с г.Актобе. Несколько севернее от изучаемой площади проходит асфальтированная дорога Жанажол-Эмба-Актобе.
20	Условия перевозки вахт	Наземный транспорт (автобусы, поезда, автомобили(джипы))
22	Наличие аэродромов, железнодорожных станций, речных пристаней, морских портов; расстояние от них до мест базирования экспедиции и объектов работ	Имеется. Среднее расстояние 100км.
23	Наличие зимников, срок их действия	Имеются. Срок действия обусловлено климатическими параметрами.
24	Тип, протяженность, ширина подъездных дорог к площади от магистральных путей сообщения (при необходимости их сооружения)	Грунтовая дорога, ширина земляного полотна 6,5м, ширина проезжей части 3,5 м., ширина обочин 3м. Проезжая часть дороги однополостная с двухсторонним движением. Протяженность обусловлена необходимым расстоянием.
25	Речные пути и период навигации по ним	отсутствуют
26	Данные по другим полезным ископаемым района, а также по обеспеченности стройматериалами	Непосредственно на площади широкое распространение получили такие строительные материалы как глины, пески, щебень и мергель. Глины могут быть использованы как для приготовления глинистых растворов, так и в качестве сырья для местного строительства. Пески альбского, олигоценового и четвертичного возрастов имеют довольно широкое распространение, главным образом, в долине реки Эмба. Они используются как строительный материал. Щебень имеет широкое распространение в местах развития маастрихтских отложений и обнажается на поверхности в виде маломощных прослоев - от 5 до 20 см, а в ряде случаев - от 40 до 50 см. Мергели широко распространены на площади в виде останцев и приурочены к маастрихтскому, кампанскому и сантонскому ярусам. В их составе от 19,9 до 36,6 % СаО и от 27 до 52% нерастворимого остатка, что свидетельствует о возможности использования их для цементного производства.



Рис. 2.1 - Обзорная карта района работ

### 3. ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ И БУРОВАЯ ИЗУЧЕННОСТЬ

#### 3.1. Объем и результаты сейсмических исследований на площади

Геологические исследования юго-восточной окраины Русской платформы начали проводить с середины прошлого века. Однако это были разрозненные сведения по геологии района исследований.

Планомерное изучение геолого-геофизическими методами территории началось с 1948 года, когда Всесоюзный Аэрогеологический трест начал геологическую съемку масштаба 1:200000, результаты которой после проведения ревизионно-увязочных работ 1962-1966гг. с привлечением аэрофотоснимков и результатов картировочного бурения, при составлении легли в основу соответствующих листов Государственной геологической карты СССР (Чертова С. А., Соколова-Кочегарова А. А., Волчегурский Л. Ф. и др.).

С 1950 г. трест «Актюбнефтеразведка» также проводил геолого-съёмочные и поисково-разведочные работы. В северо-восточной и северной частях изучаемой территории, на площадях Талдысай (Царев В.Я., 1958 г.) и Тускум (Дерепаскин А.Ф., 1964 г.) была проведена геологическая съемка масштаба 1:50 000.

В 1951 году «Казахстаннефтегеофизика» проводит рекогносцировочную съемку. Построены карты изоаномал сила тяжести в редукции Буге, карта остаточных аномалий регионального фона в масштабе 1:200 000 (Тушканов Л.Я.).

1953 год. Казахстанская геофизическая контора. МОВ и частично КМПВ. Построены структурные карты по отражающим горизонтам Шб, К, II масштаба 1:100 000 (Помазкин В.А.).

1956-57 годы Казахстанская геофизическая контора. МОВ и частично КМПВ. Построены структурные карты по отражающим горизонтам Шб, К, II масштаба 1:100 000 (Петров Н.И., Токарь С.И.).

1962 год, трест «Казахстаннефтегеофизика». Площадная гравиметрическая съемка по сети 2x2 км с сечением 2 мгл. Построена карта изоаномал сила тяжести в редукции Буге. Масштаб 1:200 000 (Найденов В.А.).

1967 год, трест «Казахстаннефтегеофизика». МОВ масштаба 1:100 000. Построена структурная карта по условному горизонту КП масштаба 1:100 000. Выявлены по условному горизонту К структуры Дияр, Терескен, Терескен Восточный. Рекомендовано бурение параметрической скважины на площади Терескен (Кан В.П.).

1971 год. «Казгеофизтрест» ЮКГУ. Площадная гравиметрическая съемка 1: 50 000. Составлены кондиционные карты, уточнены формы и размеры соляных куполов, составлена структурно-тектоническая схема масштаба 1:100 000 (Волков А.И.).

1975 год, КГЭ НПО «Спецгеофизика». ЗС, ВЭЗ-ВП, ДЭЗ масштаба 1:50 000. Работы показали, что соляная толща не может явиться экраном при изучении подсолевых отложений методом ЗМС (Федосеева В.Н.)

1976 год. МГ СССР, НПО «Союзгеофизика». ВЭЗ-ВП масштаба 1:50 000. В результате работ ЭСМ подтверждены и оконтурены в плане ранее выявленные и признанные нефтеперспективными глубинные аномалии на Каратюбинской и Жаркамысской площадях, а также выявлены одиночными пересечениями ещё три аномалии и две благоприятные зоны (Федосеева В.Н.).

1975-77гг. Управление «Казнефтегазразведка», Илийская геофизическая экспедиция. МОГТ масштаба 1: 50 000. Проведено детальное сейсмическое исследование МОГТ на поднятиях Карате, Дияр, Западный Дияр. Построены структурные карты по отражающим горизонтам  $P_1$ ,  $P_2$ , «К». (Курмашев Е.К. и др.).

1978 год. Западно-Казахстанская партия Казахстанская аэрогеолого-геофизическая экспедиция. Высокоточная аэромагнитная съемка, масштаба 1:50 000. Составлена карта  $\Delta T_a$  масштаба 1:200 000, схема тектонического строения с литолого-стратиграфической характеристикой магнитно-возмущающих объектов, дана оценка перспектив нефтегазоносности. (Альхименок К.П., Сейфулин Ш.М.).

1979-80гг. Казахстанская аэрогеолого-геофизическая экспедиция. Высокоточная аэромагнитная съемка масштаба 1:50 000. Составлена карта изолиний ( $\Delta T_a$ ), сводная карта изолиний ( $\Delta T_a$ ) масштаба 1:200 000, схема районирования магнитного поля и блокоразрывной тектоники с аномальными нефтеперспективными областями. (Сейфулин Ш.М. и др.).

1981 год. Аэрогеолого-геофизическая экспедиция. МОГТ масштаба 1:50 000. Выявлены надсолевые поднятия Кожамсай, Кумкудукоба, Надеждинское, Тобускен 1, Тобускен 2. (Жуйков О.А.).

1981 год. Аэрогеолого-геофизическая экспедиция. МОГТ и КМПВ масштаба 1:100 000. Выявлено Тохуткольское поднятие по карбонатному комплексу, впервые выявлена рифогенная зона в карбонатных отложениях. Построены структурные карты по горизонтам  $P_1$ ,  $P_2^C$ ,  $P_2$ ,  $P_2^1$  (Байбатыров Т.А.).

1983 год. Аэрогеолого-геофизическая экспедиция. МОГТ и КМПВ масштаба 1:100 000. Поисково-детальные работы на структурах Тохутколь, Тортколь. Построены структурные карты по горизонтам  $P_1$ ,  $P_2^C$ ,  $P_2$ ,  $P_2^1$  масштаба 1:100 000. Подготовлены структуры Тортколь и Тохутколь по палеозойскому комплексу отложений для глубокого бурения на нефть и газ (Байбатыров Т.А.).

1983 год. Актюбинское отделение КазНИГРИ. Анализ результатов работ поисковых работ на нефть и фонда структур с уточнением их нефтегазосности по территории Актюбинской и Уральской областей. Уточнены представления гипсометрии и строения поверхности фундамента в Прикаспийской впадине. Прослежены два карбонатных комплекса: визейско-башкирский, московско-гжельский. Оценены перспективы нефтегазоносности подсолевых отложений (Кан В.П. и др.).

1986 год. ПГО «Казгеофизика». МОГТ масштаба 1:50 000. Построены структурные карты по отражающим горизонтам VI, П<sub>1</sub>, П<sub>2</sub><sup>C</sup>, П<sub>2</sub>, П<sub>2</sub><sup>1</sup> масштаба 1:100 000. Уточнены ранее выявленные структуры (Пилифосов В.М.).

1986 год. Актюбинское отделение КазНИГРИ. Изучение зон развития неантиклинальных ловушек на основе анализа геолого-геофизических материалов по территории актюбинской и Уральской областей. Проведено прогнозирование зон развития неантиклинальных ловушек, выявлены закономерности пространственного размещения различных типов неантиклинальных ловушек (Кан В.П. и др.).

1988 год. Актюбинское отделение КазНИГРИ. Разработка методики прогноза неантиклинальных ловушек на основе сейсмографического анализа материалов в восточной части Прикаспийской впадины с внедрением результатов исследований в проектах поисковых работ Актюбинской и Кенкиякской НГРЭ. Выявлены системы краевых рифов отложений верхнего девона - нижней перми. Дана рекомендация по проведению поисково-разведочных работ на выявление погребенных рифов, ловушки литологического выклинивания (Кан В.П. и др.).

1990 год. ПГО «Казгеофизика». МОГТ масштаба 1:100 000. По результатам сейсморазведочных работ изучено геологическое строение восточнее площадей Терескен и Дияр, с целью выявления перспективных структур на нефть и газ (Гущин Е.С.).

1990 год. Актюбинское отделение КазНИГРИ. Проведение комплексных геолого-геофизических исследований для выбора направлений поисково-разведочных работ на востоке Прикаспийской впадины в 1989-1990гг. В подсолевом разрезе установлено присутствие от девонских до артинских отложений. Впервые на востоке впадины вскрыты породы фундамента. Классический платформенный тип девонских отложений в объеме всех отделов, уточнены объем, границы и внутренние подразделения каменноугольного и нижнепермского комплексов отложений. Установлено, что на месторождении Акжар основным аккумулятором нефти и газа является местный ассельский продуктивный горизонт (Кан В.П., Яковлев А.В., Ахметшина Л.З.).

1992 год. Актюбинское отделение КазНИГРИ. Осуществление прогнозирования перспективных на нефть и газ ловушек на основе сейсмографического анализа материалов

восточной части Прикаспийской впадины с внедрением результатов исследований в проектах поисковых работ ПГО АНГГ. Проведено расчленение разреза осадочного чехла на сейсмографические комплексы, составлены геолого-геофизические модели формирования и размещения различных типов ловушек (Кан В.П. и др.).

1994 год. МГ и ОН Казахстана, ГХК «Толкын», АГФЭ. МОГТ масштаба 1: 50 000. Выделены Тортколь Южный, Тускумское валообразное поднятие. Откартированы I и II платформы. Подтверждены структуры Тускум Южный, Тобускен, Тобускен Восточный. Выявлена впервые структура Тобускен Восточный по горизонту  $P_2$  (Халитов Т.Г.).

1998-99гг. Японская национальная нефтяная корпорация. На площади Терескен проведено геолого-геофизическое исследование, выделено карбонатное поднятие нефтегазового комплекса верхне-девонского периода.

2000 год. Министерство экологии и природных ресурсов РК. Анализ комплексных ГТИ карбонатных формаций палеозоя в восточной части Прикаспийской впадины с целью выделения перспективных зон на нефть и газ. Уточнено развитие карбонатных отложений востока Прикаспийской впадины, построены структурные карты  $P_2^c$ ,  $P_2^1$ ,  $P_2$  (Кан В.П. и др.).

2001 год. Японская национальная нефтяная корпорация. МОГТ масштаба 1:100 000. На блоке Терескен проведены сейсмические испытания по сети 5x5 км. По результатам сейсморазведочных работ изучено геологическое строение верхней перми.

2004 год. Проведена переинтерпретация сейсмических материалов ОАО «АктюбНИГРИ», с целью оценки перспектив нефтегазоносности площади Терескен. Выделено перспективное по терригенным отложениям нижнего карбона поднятие Дияр (Дияр1).

2008 г. ОАО Центральная Геофизическая Экспедиция (Москва) по договору с АО НК «Казмунайгаз» провела переобработку, обработку и интерпретацию геолого-геофизических данных по блоку Р-24 (Терескен). Выявлено что структура Дияр представляет собой складку, образованную в предъюрское время в результате тектонических движений. Структура осложнена разломами. По результатам проведенных работ (ЦГЭ) структуры Дияр, Дияр-1 признаны неперспективными, в связи с этим работы по изучению лицензионной площади сосредоточены на отложениях структур Манысай - Манысай Северный, Тортколь – Тортколь Восточный.

Выделен перспективный для проведения сейсморазведочных работ 2Д участок, в геологическом отношении потенциально связанный со структурами барьерных рифов. Даны рекомендации на бурение четырех поисково-разведочных скважин. Две скважины

на ловушки рифогенного типа, и две скважины на солянокупольные структуры (Бричикова М.П. и др.).

2008г. АО «КАЗГЕОКОСМОС» в соответствии с техническим заданием АО «НК «КазМунайГаз» выполнила работы по комплексному анализу сейсмических, скважинных, аэрокосмических, геолого-геофизических данных с выдачей рекомендаций по ранжированию перспективных участков и по выбору мест заложения разведочных скважин по проекту Р-24 (Терескен) (Специализированная обработка данных дистанционного зондирования Земли и комплексный анализ с геолого-геофизическими данными с целью выявления и оценки нефтегазоперспективности площади «Терескен»).

К настоящему времени большая часть территории покрыта геологической съемкой масштаба 1:50000, часть надсолевых структур изучена структурно-поисковым бурением.

В 2018 году АО «СНПС-Актобемунайгаз» получила лицензию на проведение геологоразведочных работ на данной территории, и в 2018г. провела повторную переобработку и переинтерпретацию старых 2Д сейсмических данных прошлых лет объемом 858,8 пог. км.

Согласно «Проекту поисковых работ...» 2018 года на территории блока Терескен-2 были проведены сейсморазведочные работы 2Д общей площадью 1400 пог.км, В рамках интрепретации новых сейсморазведочных данных 2Д вкупе с переинтерпретированными материалами прошлых лет были выполнены следующие работы:

- С учетом региональных геологических характеристик, составлены карты комплексной оценки КТ-I и КТ-II и верхнего девона на восточном борту Прикаспийской впадины;
- Составлены глубинные структурные карты 10 опорных пластов (кровля меловой системы, кровля юрской системы, подошва юрской системы, кровля КТ-I, кровля МКТ, кровля КТ-II, кровля визейского яруса, кровля турнейского яруса, кровля верхнего девона и подошва верхнего девона), выполнен анализ структурных характеристик пластов и статистика структурных ловушек.

По результатам работ в 2020г. составлен «Отчет о результатах интрепретации данных сейсморазведочных работ 2Д на блоке Терескен-2 площадью 1400 пог.км», который после получения положительного заключения независимого рецензента сдан в МД «Запказнедра» (Протокол №1/2021 от 03.02.2021г.).

Согласно «Дополнению к проекту разведочных работ...» 2022 года на территории блока Терескен-2 компанией ТОО «Timal Consulting Group» были проведены сбор, обработка и интерпретация 3Д сейсмических данных общим объемом 738,9 км<sup>2</sup>.

В рамках «Отчета о результатах сейсморазведочных работ 3Д объемом 738,9 кв.км на разведочном блоке Терескен-2» были выполнены следующие работы:

Выполнена стратиграфическая разбивка скважин ВАК-1, ВАК-2, ВАК-3 на территории с правом на добычу полезных ископаемых, создать секвентную стратиграфическую архитектуру для руководства разбивкой и объединением слоев по характеристикам осадочного цикла с высоким разрешением;

Выполнена калибровка синтетических записей 9 скважин на территории района работ. С учетом сейсмических и геологических характеристик центрального блока определены характеристики сейсмического отражения 7 горизонтов в районе работ (кровля юрской системы, кровля ассельского яруса, кровля КТ-I, кровля МКТ, кровля КТ-II, кровля визейского яруса, кровля турнейского яруса) и выполнены работы по интерпретации сейсмических данных;

Составлены глубинные структурные карты горизонтов (кровля юрской системы, кровля ассельского яруса, кровля КТ-I, кровля МКТ, кровля КТ-II, кровля визейского яруса, кровля турнейского яруса) и выполнен анализ структурных характеристик пластов и учет структурных ловушек;

С использованием технологии интерпретации разлома и новых современных атрибутов, а также слиянием атрибутов и усилением атрибутов разлома, были определены три направления, три типа и шесть подтипов разломов. Кроме того, был осуществлен контроль четырех разломов порядка 2. На основе этих данных была сформирована карта структуры, представляющая "две зоны и три района";

Разработана карта толщины 4 горизонтов яруса P1as, КТ-I, КТ-II и визейского яруса для уточнения характеристик распределения пластов по объектам;

Составлены 6 корреляционных схем для сравнения горизонтов с учетом состояния бурения скважины по периметру, руководство распределением пластов и анализ характеристик коллекторов в районе работ;

Составлены карты осадочных фаций 6 отложений, включая секвенцию S1, верхнюю часть участка КТ-I, нижнюю часть участка КТ-I, верхнюю часть участка КТ-II, нижнюю часть участка КТ-II, визейского ярус и т.д;

Выполнены работы по анализу сейсмических атрибутов и инверсии основного целевого пласта в районе работ, выполнены прогнозы коллекторов для 7 горизонтов, включая юрскую систему, ярус P1as нижней перми, КТ-I, КТ-II (верхний и нижний), визейский ярус. Составлена карта комплексной оценки для 4 пластов (P1as, КТ-I, КТ-II, C1v) с учетом результатов анализа тектонической ловушки и прогноза коллектора.

Таблица 3.1.1 - Перечень геологических и геофизических исследований, проведенных в районе работ

№ п/п	Авторы отчета, местонахождения отчета	Организация, проводившая работы	Год выполнения работ	Вид работ, масштаб	Основные результаты работ
1	2	3	4	5	6
<b>Геологическая съемка</b>					
1.	Царев В. Я. ТГФ	Трест «Актюбнефтеразведка»	1958	1:5 000	Составлена геологическая карта пл. Талдысай. Даны рекомендации.
2.	Соколова-Кочегарова А. А. ТГФ	Государственный геологический комитет СССР ВАГТ	1962	1:20 000	Составлена геологическая карта СССР листа L-40 (серия Прикаспийская)
3.	Дереспаскин А. Ф. ТГФ	Трест «Актюбнефтеразведка»	1964	1:50 000	Составлена геологическая карта пл. Тускум. Даны рекомендации на проведение поисковых работ на нефть и газ.
4.	Сегедин Р. А. ТГФ	ОМЭ Зап. Каз. ПГО	1981	Тематические работы 1:500 000	Составлена тектоническая карта Казахстана (серия Тургайско-Мугоджарская) отражающая существующие представления о тектоническом строении.
5.	Булекбаев З. Е., Гридасов Ю. П., Трайнин Л. П. и др. ТГФ	ПГО «Казгеофизика» АГФЭ	1980	1:500 000 тематическая работа	Составлена структурная карта по горизонту П <sub>1</sub> и схема солянокупольных поднятий. Карта нефтегазоносности в масштабе 1:500 000.
6.	Альхменок К. П., Сейфулин Ш. М. ТГФ	КАГГЭ Зап. Казахстанская партия	1978	Высокоточная аэромагнитная съемка 1:50 000	Составлена карта ΔТа с сечением 2нтл, сводная карта ΔТа м-ба 1:200 000, схема тектонического строения с литолого-стратиграфической характеристикой магнито-возмущающих объектов. Выделены многочисленные разрывные нарушения, дана оценка перспектив нефтегазоносности.
7.	Сейфулин Ш. М., Козин А. Д. ТГФ	КАГГЭ Зап. Казахстанская партия ПГО «Юж-Казгеология»	1979-1980	Высокоточная аэромагнитная съемка	Составлена карта изолиний ΔТа с сечением 2 нтл; сводная карта изолиний (ΔТа) в масштабе 1:200 000, схема районирования магнитного поля и блокоразрывной тектоники с синомальными нефтеперспективными областями.

## Продолжение таблицы 3.1.1

1	2	3	4	5	6
<b>Электроразведка</b>					
8.	Федосеева В. Н. и др. ТГФ	МГ СССР, НПО «Союзгеофизика»	1976	ВЭЗ-ВП 1:50 000	В результате работ ЭСМ подтверждены и оконтурены в плане ранее выявленные и признанные нефтеперспективными глубинные аномалии на Каратюбинской и Жаркамысской площадях, а также выявлены одиночными пересечениями еще три аномалии и две благоприятные зоны.
9.	Федосеева В. Н. ТГФ	КГЭ НПО «Спецгеофизика» э/п 32/75	1975	ЗС, ВЭЗ-ВП, ДЭЗ 1:50 000	Показано, что соляная толща не может явиться экраном при изучении подсолевых отложений методом ЗМС.
10.	Тушканов Л. Я. ТГФ	Контора «Казахстаннефтегео-физика» г.п. 15/51	1951	1:200 000, рекогносциро- вочная съемка	Построены карты изоаномал сила тяжести в редукции Буге, карта остаточных аномалий регионального фона масштаб карты 1:200 000.
11.	Найденов В. А. ТГФ	Трест «Казахстаннефтегео-физика» г. п. 43-44-46/62	1962	Площадная съемка 1:200 000	Проведена гравиметрическая съемка по сети 2х2 км с сечением 2мгл. Построена карта изоаномал сила тяжести в редукции Буге.
12.	Волков А. И. ТГФ	«Казгеофизтрест» ЮКГУ	1971	Площадная гравиметричес-кая съемка масштаба 1:50 000	Составлены кондиционные карты, уточнены формы и размеры соляных куполов, составлена структурно-тектоническая схема 1:100 000.
13.	Помазкин В. А. ТГФ	Казахстанская геофизическая контора	1953	МОВ и частично КМПВ масштаб 1:100 000	Построены структурные карты по отражающим горизонтам Ш, б, К, П масштаб 1:100 000.
14.	Петров Н. И., Токарь С. И. ТГФ	Казахстанская геофизическая контора	1956,1957	МОВ и частично КМПВ масштаб 1:100 000	Построены структурные карты по отражающим горизонтам Ш, б, К, П масштаб 1:100 000.
15.	Кан В. П. и др. ТГФ	Трест «Казахстаннефтегео-физика»	1967	МОВ масштаб 1:100 000	Построена структурная карта по условному горизонту «К», П м-б 1:100 000. Выявлено по условному горизонту «К» структуры Диярская, Терескенская, Вост. Терескен. Рекомендовано бурение параметрической скважины на площади Терескен.
16.	Курмашев Е. К. и др. ТГФ	Упр. «Казнефтегазразведка» Илийская геофизическая экспедиция	1975-77	МОГТ масштаб 1:50 000	Проведено детальное сейсмическое исследование МОГТ на поднятиях Карате, Дияр, Зап. Дияр. Построены структурные карты по отражающим горизонтам П <sub>1</sub> , П <sub>2</sub> , «К».

## Продолжение таблицы 3.1.1

1	2	3	4	5	6
17.	Байбатыров Т. А. и др. ТГФ	АГФЭ с. п. 10/81	1981	МОГТ и КМПВ масштаб 1:100 000	Выявлено Тохуткольское поднятие по карбонатному комплексу, впервые выделены рифогенная зона в карбонатных отложениях. Построены структурные карты по горизонтам $P_1$ , $P_2^c$ , $P_2$ , $P_2^1$ масштаба 1:100 000.
18.	Байбатыров Т. А. и др. ТГФ	АГФЭ с.п. 1-2/82-83	1983	МОГТ масштаб 1:100 000	Поисково-детальные работы на структурах Тортколь, Тохутколь. Построены структурные карты $P_1$ , $P_2^c$ , $P_2$ , $P_2^1$ масштаба 1:100 000. Подготовлены структуры Тортколь и Тохутколь по палеозойскому комплексу отложений по глубокое бурение на нефть и газ.
19.	Жуйков О. А. и др. ТГФ	Упр. КНГР АГФЭ с.п. 1/79-80; 2/80, 4/80	1981	МОГТ 1:50 000	Выявлены подсолевые поднятия Кожасай, Кумкудукоба, Надеждинское, два АТЗ Тобускен-1, Тобускен-2.
20.	Пилифосов В. М. и др. ТГФ	ПГО «Казгеофизика» ТГФЭ	1986	МОГТ 1:50 000	Построены структурные карты по отражающим горизонтам VI, $P_1$ , $P_2^c$ , $P_2$ , $P_2^1$ масштаба 1:100 000. Уточнены ранее выявленные структуры.
21.	Гущин Е. С. и др. ТГФ	ПГО «Казгеофизика» ТГФЭ	1990	МОГТ 1:100 000	По результатам поисковых сейсморазведочных работ изучено геологическое строение восточнее пл. Терескен, Дияр с целью выявления перспективных структур на нефть и газ.
22.	Халитов Т. Г. ТГФ	МГ и ОК Казахстана, ГХК «Толкын», АГФЭ с.п. 16/91-93	1994	МОГТ 1:50 000	Выделено Тортколь-Юж. Тускумское валообразное поднятие. Откартированы I и II клиноформы. Подтверждены структуры Тускум Южный, Тобускен, Восточный Тобускен. Выявлена впервые структура Вост. Тобускен по горизонту $P_2$ .
23.	Японская национальная нефтяная корпорация ЯННК	ЯННК	2001	МОГТ 1:100 000	На блоке «Терескен» проведены сейсмические исследования ЯННК по редкой сети 5x5 км. По результатам сейсморазведочных работ изучено геологическое строение верхней перми. С целью оценки нефтегазоносности верхнепермских отложений пробурена скважина Манысай-1.
24.	ТОО «БИДЖИПИ» Геофизические услуги (Казахстан)»	ТОО «БИДЖИПИ» Геофизические услуги (Казахстан)»	2020	МОГТ 2Д 1:50 000	Составлены структурные карты по кровле основных целевых горизонтов яруса $P_{1as}$ , отложений КТ-I и КТ-II, по кровле меловой и юрской систем, глубокозалегающего визейского и турнейского ярусов и верхнего девона.
25.	Мусина Ж.К., Комашев А.О. и др. Отчет о результатах сейсморазведочных работ 3Д объемом 738,9 кв.км на разведочном блоке Терескен-2	ТОО «Timal Consulting Group»	2023	МОГТ 3Д	Построены структурные карты по поверхностям продуктивных пластов, построены карты толщин, карты осадочных фаций, сравнительные карты пластов по линии скважин, карты анализа сейсмических атрибутов, карты комплексной оценки и карты с расположением скважин.

### 3.2. Анализ результатов ранее проведенных геолого-геофизических исследований

В 2018г. ТОО «Timal Consulting Group» был составлен «Проект поисковых работ по Блоку Терескен-2 Актюбинской области Республики Казахстан» (письмо МЭ №10-03/13814 от 22.06.2018г), которым был предусмотрен следующий объем геологоразведочных работ:

- обработка и интерпретация сейсмических профилей МОГТ 2Д прошлых лет общим объемом 405 пог.км. с целью обобщения и анализа сейсмического материала по исследуемой территории;

- проведение сейсморазведочных работ 2Д площадью 1400 пог.км. с целью дальнейшего исследования и детального изучения геологического строения, в частности, подсолевых отложений;

- бурение одной поисковой независимой скважины Р-2 с проектной глубиной 4000м с целью определения нефтегазоносности подсолевых и надсолевых объектов.

Согласно «Проекту поисковых работ...» выполнен следующий запланированный объем работ:

- ✓ переобработка и переинтерпретация старых 2Д сейсмических данных объемом 858,8 пог. км.;

- ✓ сбор, обработка и интерпретация 2Д сейсмических данных общим объемом 1400 пог.км.;

- ✓ пробурена поисковая скважина ВАК-1 глубиной 3500м.

В 2021 году был составлен и утвержден «Проект разведочных работ по поиску углеводородов на блоке Терескен-2 Актюбинской области Республики Казахстан» (Протокол ЦКРР №16/5 от 19.08.2021.), которым в период 2021-2024гг. было предусмотрено:

- ✓ Сейсморазведочные работы 3Д в объеме 750 кв.км.;

- ✓ Бурение двух поисковых скважин ВАК-2 и ВАК-3.

Согласно «Проекту разведочных работ...» выполнен следующий запланированный объем работ:

- ✓ 2021г.- пробурены скважины ВАК-2 и ВАК-3.

В 2022 году был утвержден «Дополнение к проекту разведочных работ по поиску углеводородов на блоке Терескен-2 Актюбинской области Республики Казахстан» (Протокол ЦКРР №27/3 от 19.05.2022.), было предусмотрено:

- Бурение 3 поисковых скважин: двух независимых скважин ВАК-4, ВАК-5 и одной зависимой скважины ВАК-6;

- Проведение сейсморазведочных работ 3Д площадью 750 кв.км.

Согласно «Дополнения к проекту разведочных работ...» выполнен следующий запланированный объем работ:

✓ Проведена сбор, обработка и интерпретация 3Д сейсмических данных общим объемом 738,9 км<sup>2</sup>;

✓ Пробурена скважина ВАК-4;

✓ Выполняются обязательства по скважине ВАК-5.

В 2025 году «Дополнением №2к проекту разведочных работ...» выполнены сейсморазведочные работы 3Д общим объемом 100 км<sup>2</sup>;

Сведения о выполнении проектов поисковых и разведочных работ приведена в табл.3.2.1.

Таблица 3.2.1 – Сведения о выполнении проектов поисковых и разведочных работ

№.№ п/п	Проект предшествующего этапа разведочных работ на углеводороды	Дата утверждения	Кол-во проектных скважин	Проект. глубина (м), горизонт	Начало работ на площади	Результаты и состояние работ на месторождении
			Кол-во пробуренных скважин	Факт. глубина (м) горизонт	Окончание работ по проекту	
1	2	3	4	5	6	7
1	«Проект поисковых работ по Блоку Терескен-2 Актюбинской области Республики Казахстан»	2018	1	4000м	2019	Проведены сейсморазведочные работы 2Д (площадью 1400 пог.км.); пробурена скважина ВАК-1, выделены перспективные интервалы по ГИС
			1	3500м	2020	
2	«Проект разведочных работ по поиску углеводородов на блоке Терескен-2 Актюбинской области Республики Казахстан»	2021	2	4000	2021	пробурены скважины ВАК-2 и ВАК-3, выделены перспективные интервалы по ГИС
			2	2790/3300	2021	
3	«Дополнение к проекту разведочных работ по поиску углеводородов на блоке Терескен-2 Актюбинской области Республики Казахстан»	2022	3	3300	2022	пробурена скважина ВАК-4, где при опробовании получено вода, пробурена скв ВАК-5, скважина в испытании
			1	3010	2022	
			1	3040	2024	
4	«Дополнение №2 к проекту разведочных работ по поиску углеводородов на блоке Терескен-2 Актюбинской области Республики Казахстан»	2024	1	3100	2027	Проведены сейсморазведочные работы 3Д (площадью 100 кв. км)

### 3.2.1. Изученность Контрактной территории глубоким бурением

Согласно Проекту поисковых работ, составленному в 2018 году, на площади Терескен-2 в 2020г пробурена поисковая скважина ВАК-1 глубиной 3500м.

**Скважина ВАК-1** - поисковая. Цель бурения: поиски залежей нефти и газа в отложениях КТ-I и КТ-II. Проектная глубина – 3500м, фактическая – 3500м. Проектный горизонт С1v, фактический - С1v. Скважина начата бурением 29.09.2020г., закончена бурением 15.11.2020 г.

*Фактическая конструкция скважины:*

Направление 508мм x 34,47м, забетонировано до устья;

Кондуктор 339,7мм 307,71м, ВПЦ 34,5м по АКЦ;

Техническая колонна 244,5мм x 949,8м, ВПЦ 14,5м по АКЦ;

Эксплуатационная колонна 168,3мм x 3500м, ВПЦ 617м по АКЦ.

Для определения фильтрационно-емкостных свойств пород коллекторов и характера притока в скважине ВАК-1 проведено опробование 3 объектов:

1. объект КТ-I: интервалы 1527-1536м, 1553-1557м, 1568-1573м (03.01.20221-12.01.2021гг) получен приток пластовой воды дебитом 15 м<sup>3</sup>/сут;

2. объект КТ-I: интервал 1453-1460м (29.01.20221-22.02.2021гг) получен приток пластовой воды дебитом 15 м<sup>3</sup>/сут;

3. объект P<sub>1a</sub>: интервал 1194-1210м, 1225-1235м, 1250-1266м (09.03.2021г) получен слабый приток нефти с газом и водой с подачей азота.

**Скважина ВАК-2** - поисковая. Цель бурения: поиски залежей нефти и газа в отложениях КТ-I и КТ-II. Проектная глубина – 4000м, фактическая –2790м. Проектный горизонт С1v, фактический - С1v. Скважина начата бурением 21.09.2021г., закончена бурением 11.11.2021 г.

*Фактическая конструкция скважины:*

Направление 508мм x 30м, забетонировано до устья;

Кондуктор 339,7мм x 274,48м, ВПЦ м по АКЦ;

Техническая колонна 244,5мм x 976,5м, ВПЦ м по АКЦ;

Эксплуатационная колонна 168,3мм x м, ВПЦ 2790 по АКЦ.

**Скважина ВАК-3** - поисковая. Цель бурения: поиски залежей нефти и газа в отложениях КТ-I и КТ-II. Проектная глубина – 4000м, фактическая –3300м. Проектный горизонт С1v, фактический - С1v. Скважина начата бурением 16.09.2021г., закончена бурением 18.11.2021г.

*Фактическая конструкция скважины:*

Направление 508мм x 32м, забетонировано до устья;

Кондуктор 339,7мм x 308м, ВПЦ м по АКЦ;

Техническая колонна 244,5мм x 1000м, ВПЦ м по АКЦ;

Эксплуатационная колонна 168,3мм x 3300м, ВПЦ по АКЦ.

В скважине ВАК-2 по материалам ГИС в отложениях Р<sub>1а</sub>, КТ-I и КТ-II выделены перспективные интервалы для испытания в колонне:

1. Р<sub>1а</sub>: интервалы 1596,8-1599,4м, 1644,9-1645,6м, 1648-1656,2м;

2. КТ-I: интервалы 1680,8-1683м, 1721,9-1722,7м;

4. КТ-II: интервалы 2342,3-2343,3м, 2345,5-2346,3м, 2347,6-2348,6м, 2356,2-2360,9м, 2405,4-2406,2м, 2435,9-2436,5м, 2441,5-2442,2м, 2444-2445,5м, 2474,3-2474,9м, 2477,1-2477,6м, 2490,7-2491,3м, 2502-2502,6м, 2504,5-2505,5м, 2520,5-2521,2м

В скважине ВАК-3 по материалам ГИС в отложениях Р<sub>1а</sub>, КТ-I и КТ-II выделены интервалы для испытания в колонне:

1. КТ-I: интервалы 2108,6-2110,2м, 2128,8-2133,7м, 2136,3-2136,8м, 2148,5-2149,1м, 2150,3-2150,9м, 2155,5-2156,1м, 2160,5-2161,7м, 2188,1-2198,4м, 2228,6-2229,5м;

2. КТ-II: интервалы 2770,6-2771,4м, 2183,2-2783,8м, 2785,4-2786,6м, 2787,3-2790м, 2809,4-2809,9м, 2868,6-2870,1м, 2872,1-2872,9м, 2874,6-2875,1м, 2893-2894,3м, 2896,1-2898,8м, 2902,2-2903,9м, 2906,4-2908м, 2908,9-2912м, 2960,6-2961,1м, 2964,7-2968м, 2976,6-2919,8м.

**Скважина ВАК-4** - поисковая. Цель бурения: поиски залежей нефти и газа в отложениях КТ-I и КТ-II. Проектная глубина – 3300м, фактическая –3010м. Проектный горизонт КТ-II, фактический - КТ-II. Скважина начата бурением 10.10.2022г., закончена бурением 06.12.2022г.

Фактическая конструкция скважины:

Направление 508мм x 33,82м, забетонировано до устья;

Кондуктор 339,7мм x 305,4м, ВПЦ м по АКЦ;

Техническая колонна 244,5мм x 949,77м, ВПЦ м по АКЦ;

Эксплуатационная колонна 168,3мм x 3010м, ВПЦ по АКЦ.

**Скважина ВАК-5**- поисковая. отложениях КТ-I и КТ-II. Проектная глубина – 3040м, фактическая –3040м. Проектный горизонт КТ-II, фактический - КТ-II. Скважина начата бурением 01.06.2024г., закончена бурением 10.12.2024г.

Фактическая конструкция скважины:

Направление 508мм x 30м, забетонировано до устья;

Кондуктор 339,7мм x 300м, ВПЦ м по АКЦ;

Техническая колонна 244,5мм x 980м, ВПЦ м по АКЦ;

Эксплуатационная колонна 177,8мм x 2268м, ВПЦ по АКЦ.

Хвостовик 114,3мм х 2138-3040м. с 13.12.2024г испытание 1-го объекта, в интервале 1886-1880м, притоки нефти не получены. 31.12.2024г начаты испытания 2-го объекта интервал 1440-1436,5м; 1435-1428,5м; 1419-1410м., установлен станок-качалка с гидравлическим приводом и спуском штангового глубинного насоса, далее принято решение о проведении дополнительной перфорации 2-го объекта интервалы: 1442-1454м, 1456-1475м., испытания продолжаются.

### 3.3 Геофизические и геохимические исследования

Во всех скважинах месторождения участок Терескен-2 проведен обязательный комплекс геофизических исследований, необходимый для выполнения корреляции и выделения коллекторов. Объектом исследования являлись, каменноугольные отложения.

Разрезы скважин, пробуренных в 2022-2023гг, исследованы компанией «СИНОПЭК».

Физические свойства пород изучены методами ГК, НК, ПС, КВ, БК ГГКп и АК, разноглубинными методами БК.

С целью изучения геотермического градиента проведена запись термометрии по всему стволу.

В процессе бурения новых скважин проведены геолого-технологические исследования (ГТИ), в ходе которых был изучен шлам, записан газовый каротаж. На выходе из скважины регистрировалось общее содержание углеводородов (LTG), также выполнен хроматографический анализ, который позволяет автоматически определять компонентный состав газа (C<sub>1</sub>, C<sub>2</sub>, C<sub>3</sub>, iC<sub>4</sub>, nC<sub>4</sub>, iC<sub>5</sub>, nC<sub>5</sub>).

Таблица 3.3.1 - Выполненный комплекс геофизических исследований скважин

№п/п	№скв.	Категория скважины	Год бурения	ГК (мкР/ч)	НК (д.ед.)	КВ(мм)	Многозондовый БК (Ом*м)	Фотоэлектрический	АК (мкс/м)	ГГКп (г/см3)	Инклинометрия	ГТИ	Температура	АКЦ	Керн
1	ВАК-1	Поисковая	2020	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
2	ВАК-2	Поисковая	2021	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
3	ВАК-3	Поисковая	2021	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
4	ВАК-4	Поисковая	2022	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
4	ВАК-5	Поисковая	2024	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+

Для расчленения разреза на коллекторы и вмещающие породы применялся весь имеющийся комплекс геолого-геофизических материалов, в том числе результаты геолого-технологических исследований. Благодаря результатам описания шлама и

газовому каротажу в скважинах возможно выявление коллекторов в тех случаях, когда литологическое расчленение разреза осложнено ухудшенным состоянием ствола скважины и малой информативностью некоторых методов ГИС.

Выделение коллекторов по каротажным данным проводилось на основании качественных признаков и количественных критериев разделения пластов на коллекторы и неколлекторы. Граничное значение пористости определено на основе керновых данных для горизонтов КТ-1, МКТ, КТ-2 –  $K_{пгр}=0.04\%$  (аналог Акжол). Максимальное значение глинистости, по данным керна, составляет 15%. В качестве граничного значения нефтегазонасыщения принято значение 50%.

Разделение коллекторов на УВ-содержащие и водоносные осуществлялось с использованием кривых, отображающих УЭС пласта, ГТИ и результатов опробования.

Определение глинистости коллекторов осуществлялось по методу ГК, а в случае неинформативности методов (когда кривая плохого качества, либо отмечается повышенная радиоактивность), определение глинистости коллекторов осуществлялось с привлечением методов сопротивлений и акустического метода.

Пористость оценивалась по комплексу методов НК+ГГКп и НК+АК. При выборе парного метода учитывалось качество каротажных кривых.

Насыщение определено по формуле Арчи-Дахнова с применением коэффициентов  $m=2,02$ ;  $n=2,05$  и УЭС пластовой воды величиной для карбонатной части 0,04 Омм.

Результаты интерпретации материалов ГИС приведены в табличном приложении 1.

На месторождении пластов с прямыми флюидалными контактами, по данным ГИС, не выявлено.

### **3.4 Лабораторные исследования**

На участке Терескен-2 керн отобран в трех скважинах: ВАК-1, ВАК-2, ВАК-3. Лабораторные анализы проводились на керне скважин ВАК-2, ВАК-3.

Проходка с керном составляет 123 м, выносом 122,1 м или 99,27% от проходки. Проанализировано 163 образца керна, из них 123 образца приходится на продуктивные горизонты, 31 образец являются кондиционными.

Общая проходка керна в толще КТ-I составила 52,64 м, вынос керна – 52,24 м или 99,24% от проходки, в толще КТ-II проходка и вынос составляют 44,8 м.

К кондиционным отнесены образцы, значения, пористости которых превышают  $K_{пгр}=4\%$  для толщ КТ-I и КТ-II.

Граничные значения параметров приняты по аналогии с месторождением Акжол.

В таблице 3.4.1 приведена характеристика отбора керна по скважинам.

**Таблица 3.4.1 – Характеристика отбора керна по скважинам**

№ скв.	Забой, м	Проходка, м	Вынос керна		Количество образцов	Количество образцов, приходящиеся на продуктивные горизонты	Кондиционные образцы
			м	%			
ВАК-2	2790	61,2	61,2	100	80	40	6
ВАК-3	3300	61,8	60,9	98,54	83	83	25
ВАК-5	3040м	7,97	7,84	93,4	2	2	
Всего по участку:		<b>130,93</b>	<b>128,94</b>	<b>97,31</b>	<b>165</b>	<b>125</b>	<b>31</b>

Таблица 3.4.2 - Сведения о толщине, освещенности керном продуктивных горизонтов и объемах выполненных работ по анализу кернового материала

Горизонт	№ скв.	Интервал залегания продуктивного горизонта, м				Толщина продуктивного горизонта, м				Интервал отбора керна, м				Освещенность отбором керна по продукт. горизонту		Освещенность керном продуктивного горизонта		Количество определений по образцам керна, образец				
		карот.отм		абс. отм., м		общая	эффективная	нефтенасыщенная	водонасыщенная	Каротажная отметка		абсолютная отметка, м		Прохodka, м	Вынос керна, м	Общей толщины	нефтегазонасыщенной части пласта	остаточной воды	коэффициента вытеснения	открытой пористости	абсолютной газопроницаемости	
		кровля	подошва	кровля	подошва					кровля	подошва	кровля	подошва									
КТ-I-A-A <sub>1</sub>	ВАК-2	1606,42	1641,51	-1439,15	-1474,24	35,09	13,1	-	13,1	1606,42	1607	-1439,15	-1439,73	0,58	0,58	0,017	-	-	-	-	-	
										1607	1616	-1439,73	-1448,73	9	9	0,256	-	-	-	2	2	
										1616	1625	-1448,73	-1457,73	9	9	0,256	-	-	-	4	4	
КТ-I-A-A <sub>2</sub>	ВАК-3	2080,22	2114,13	-1887,43	-1921,34	33,91	1,7	1,7	-	2108	2114,13	-1915,21	-1921,34	6,13	6,13	0,181	3,606	-	-	4	4	
										1643,4	1652,4	-1476,13	-1485,13	9	9	0,279	-	1	1	16	16	
										2114,13	2117	-1921,34	-1924,21	2,87	2,47	0,090	0,321	-	-	2	2	
КТ-I-A-A <sub>2</sub>	ВАК-3	2114,13	2141,56	-1921,34	-1948,77	27,43	7,7	7,7	-	2125,5	2134,5	-1932,71	-1941,71	9	9	0,328	1,169	1	1	18	18	
										2134,5	2141,56	-1941,71	-1948,77	7,06	7,06	0,257	0,917	1	1	15	15	
										2766,5	2775,5	-2573,71	-2582,71	9	9	0,228	0,020	-	-	10	10	
КТ-II-Гв-Г <sub>1</sub>	ВАК-3	2761,31	2800,77	-2568,52	-2607,98	39,46	11,2	11,2	-	2787	2796	-2594,21	-2603,21	9	9	0,228	0,804	-	-	-	-	
										2406,2	2407,94	-2238,93	-2240,67	1,74	1,74	0,032	0,387	-	-	6	6	
КТ-II-Гв-Г <sub>2</sub>	ВАК-2	2354,17	2407,94	-2186,9	-2240,67	53,77	4,5	4,5	-	2407,94	2415,2	-2240,67	-2247,93	7,26	7,26	0,170	8,067	-	-	12	12	
КТ-II-Гв-Г <sub>3</sub>	ВАК-2	2407,94	2450,76	-2240,67	-2283,49	42,82	0,9	0,9	-	2892,5	2901,5	-2699,71	-2708,71	9	9	0,134	0,891	2	2	25	25	
КТ-II-Гн-Г <sub>4</sub>	ВАК-3	2867,8	2934,76	-2675,01	-2741,97	66,96	10,1	10,1	-	2901,5	2910,3	-2708,71	-2717,51	8,8	8,8	0,131	0,871	-	-	9	9	

На образцах керна проведены стандартные и специальные виды исследований. Объем проведенных лабораторных методов представлен в таблице 3.4.3. Предельные и средние значения подсчетных параметров, определяемых по керну, и их достоверность приведены в таблице 3.4.4.

**Таблица 3.4.3 - Результаты исследований, выполненных на керне**

Виды исследования	№№ скважины	Количество определений	№№ скважины	Количество определений
<b>Стандартные исследования</b>				
Пористость открытая, образец	ВАК-2	78	ВАК-3	83
Плотность объемная, образец	ВАК-2	78	ВАК-3	83
Проницаемость, образец	ВАК-2	78	ВАК-3	83
Рентгенодифракционный анализ (XRD), образец	ВАК-2	4	ВАК-3	5
Рентгенодифракционный анализ глинистого минерала, (XRD), образец	ВАК-2	1	-	-
Анализ удельного электрического сопротивления пород, образец	ВАК-2	4	ВАК-3	4
Сканирование электронным микроскопом (SEM), образец	ВАК-2	4	ВАК-3	4
Экспертиза шлифов карбонатных пород, образец	ВАК-2	24	ВАК-3	24
Экспертиза шлифов карбонатных пород с капиллярным насыщением методом люминофором, образец	ВАК-2	24	ВАК-3	24
Химический анализ карбонатных пород, образец	ВАК-2	4	ВАК-3	5
Сжимаемость, образец	ВАК-2	1	ВАК-3	1
Ядерно-магнитный резонанс, образец	ВАК-2	4	ВАК-3	4
<b>Специальные исследования на керне</b>				
Капиллярное давление методом нагнетания ртути, образец	ВАК-2	8	ВАК-3	11
Относительная проницаемость в системе нефть-вода, образец	ВАК-2	4	ВАК-3	4
Коэффициент вытеснения нефти водой, образец	ВАК-2	4	ВАК-3	4

Согласно описанию керна и экспертизы шлифов, коллекторы продуктивных толщ КТ-I и КТ-II представлены известняками кристаллическими, криптокристаллическими, биообломочными, водорослевыми, фораминиферовыми, биокластическими, детритовыми. Реже встречаются иглокожие, сферолитовые, псаммитовые, мелкокристаллические игольчатые известняки.

**Таблице 3.4.4 – Предельные и средние значения подсчетных параметров, определяемых по керну, и их достоверность**

Пласт	Предельные значения коэффициента открытой пористости, доли единицы	Среднее значение коэффициента открытой пористости доли единицы	Абсолютная средняя квадратичная ошибка коэффициента открытой пористости, доли единицы	Предельное значение газопроницаемости, мкм <sup>2</sup>	Среднее значение газопроницаемости, мкм <sup>2</sup>	Абсолютная средняя квадратичная ошибка газопроницаемости
КТ-I-A-A <sub>1</sub>	0,043-0,141	0,0965	0,0431	0,212-4,1	0,0015	0,0017
КТ-I-A-A <sub>2</sub>	0,042-0,197	0,064	0,0338	0,017-156	0,0088	0,35
КТ-II-Гв-Г <sub>2</sub>	-	0,046	-	-	0,000202	-
КТ-II-Гн-Г <sub>4</sub>	0,074-0,105	0,887	0,0134	1,572-6,295	0,0034	0,0213

### Стандартные параметры.

Зависимость коэффициента проницаемости от коэффициента пористости свидетельствует о возрастании значений проницаемости с возрастанием пористости по экспоненциальной функции. Для отложений зависимости описываются уравнениями:

$$\text{КТ-I: } K_{\text{пр}} = 0,0314e^{41,726K_{\text{п}}} \text{ с достоверностью аппроксимации } R^2 = 0,7387;$$

$$\text{КТ-II: } K_{\text{пр}} = 0,0173e^{57,509K_{\text{п}}} \text{ с достоверностью аппроксимации } R^2 = 0,5385. \text{ (рис. 3.4.1)}$$

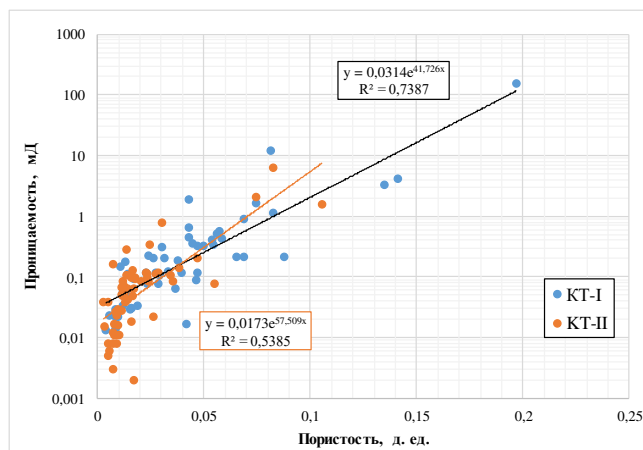


Рис. 3.4.1. Зависимость коэффициента проницаемости от коэффициента пористости

### Специальные исследования

#### Относительная проницаемость в системе вода-нефть

Эксперимент проводился на 8 образцах керна скважин ВАК-2, ВАК-3. Итоговые результаты эксперимента представлены в таблице 3.4.5. Кривые относительной проницаемости представлены на рисунке 3.4.2 и 3.4.3.

Таблица 3.4.5-Относительная проницаемость в системе вода-нефть

№ скв.	№ обр.	Глубина, м	Газопроницаемость, мД	Пористость, д.ед	Остаточная водонасыщенность, д.ед	Остаточная нефтенасыщенность, д.ед.	Относительная проницаемость по нефти	Относительная проницаемость по воде	Коэффициент вытеснения нефти, д.ед.
КТ-I-A-A <sub>2</sub>									
ВАК-2	5-1a	1643,54	0,174	0,044	0,296	0,399	0,0005	0,0001	0,434
ВАК-3	2-22a	2128,07	1,67	0,075	0,257	0,368	0,0036	0,0012	0,505
ВАК-3	3-3a	2134,91	0,227	0,024	0,285	0,390	0,0012	0,0011	0,456
КТ-II-Гв-Г <sub>2</sub>									
ВАК-2	7-4a	2407,28	0,202	0,046	0,274	0,368	0,0022	0,0012	0,494
КТ-II-Гн-Г <sub>4</sub>									
ВАК-3	6-4a	2893,74	0,085	0,024	0,345	0,386	0,0002	0,0001	0,412
ВАК-3	6-14a	2896,18	0,115	0,023	0,335	0,390	0,0006	0,0001	0,414

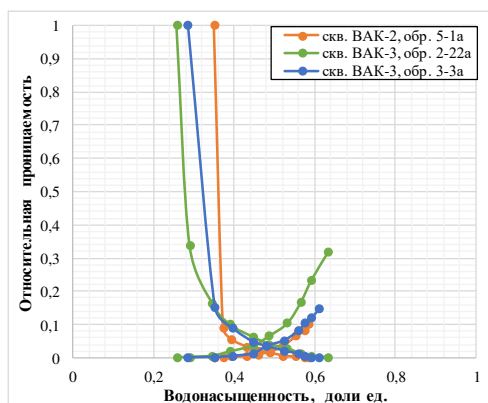


Рис. 3.4.2 - Кривые относительной проницаемости (толща КТ-I)

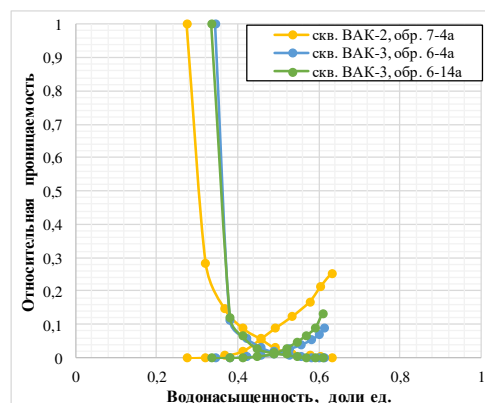


Рис. 3.4.3- Кривые относительной проницаемости (толща КТ-II)

Пересечение кривых относительной фазовой проницаемости на образцах характеризуют породы, как нейтральные и гидрофобные.

*КТ-I горизонт А пласт А<sub>2</sub>*. Образцы с пористостью от 0,024 до 0,075 д. ед. и проницаемостью, меняющейся в пределах  $0,174-1,67 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$  имеют остаточную водонасыщенность от 0,257 до 0,296 д. ед., остаточную нефтенасыщенность – 0,368-0,399 д. ед.

*КТ-II горизонт Гв пласт Г<sub>2</sub>*. По результатам эксперимента образец с пористостью, 0,046 д. ед. и проницаемостью  $0,202 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ , остаточная водонасыщенность 0,274 д. ед., остаточная нефтенасыщенность – 0,368 д. ед.

*КТ-II горизонт Гн пласт Г<sub>4</sub>*. По измерениям керна образцы с пористостью от 0,023 до 0,024 д. ед., проницаемостью от 0,085 до  $0,115 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ , имеют остаточную водонасыщенность от 0,335 до 0,345 д. ед., остаточную нефтенасыщенность – 0,386-0,39 д. ед.

*Вытеснение нефти водой.*

*КТ-I- горизонт А пласт А<sub>2</sub>*. Эксперимент выполнен на трех образцах керна скважин ВАК-2, ВАК-3 с пористостью от 0,024 до 0,075 д. ед. и проницаемостью, меняющейся в пределах  $0,174-1,67 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ , при этом коэффициент вытеснения изменяется в диапазоне  $0,434 \div 0,505$  д. ед., в среднем равен 0,465 д. ед.

*КТ-II- горизонт Гв пласт Г<sub>2</sub>*. По результатам эксперимента образец с пористостью, 0,046 д. ед. и проницаемостью  $0,202 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ , коэффициент вытеснения составляет 0,494 д. ед.

*КТ-II- горизонт Гн пласт Г<sub>4</sub>*. По измерениям керна образцы с пористостью от 0,023 до 0,024 д. ед., проницаемостью от 0,085 до  $0,115 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ , коэффициент вытеснения варьируется от 0,412-0,414 д. ед., в среднем равен 0,413 д. ед. (таблица 3.4.6).

Таблица 3.4.6-Результаты исследования вытеснения нефти водой

№ скв.	№ обр.	Глубина, м	Газопроницаемость, *10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>	Пористость, д. ед	Коэффициент вытеснения нефти, д. ед
КТ-I-A-A <sub>2</sub>					
ВАК-2	5-1а	1643,54	0,174	0,044	0,434
ВАК-3	2-22а	2128,07	1,67	0,075	0,505
ВАК-3	3-3а	2134,91	0,227	0,024	0,456
КТ-II-ГВ-Г <sub>2</sub>					
ВАК-2	7-4а	2407,28	0,202	0,046	0,494
КТ-II-ГН-Г <sub>4</sub>					
ВАК-3	6-4а	2893,74	0,085	0,024	0,412
ВАК-3	6-14а	2896,18	0,115	0,023	0,414

Отношение между коэффициентом вытеснения нефти и кратностью нагнетаемой воды представлены на рисунках 3.4.4 и 3.4.5.

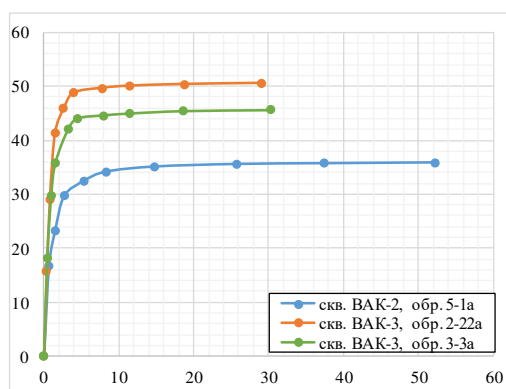


Рис. 3.4.4 - Отношение между коэффициентом вытеснения нефти и кратностью нагнетаемой воды, (толща КТ-I)

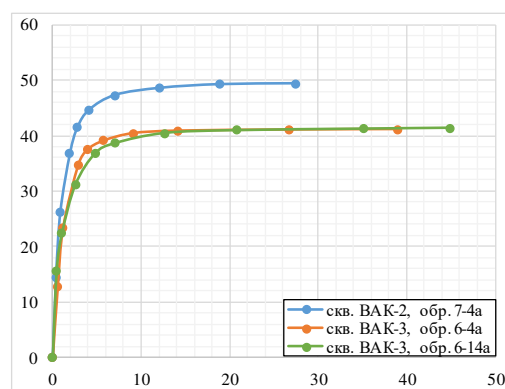


Рис. 3.4.5- Отношение между коэффициентом вытеснения нефти и кратностью нагнетаемой воды, (толща КТ-II)

### 4. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ ПЛОЩАДИ

#### 4.1. Региональная стратиграфическая характеристика

На блоке Терескен-2 к западу от Кокпектинского разлома развиты все пласты от позднедевонского до четвертичного периода, за исключением неразвитых карбонатных пластов нижнепермского периода и, возможно, только локального развития триасовых пластов (рис. 4.1.1).

Стратиграфическая последовательность					Стратиграфический профиль			Мощность (м)	Литологическое описание	Осадочная фация	Комплекс материнская порода – коллектор – покрывка	Надлежащие нефти и газа	Тектоническое движение	История материнских
Группа	Система	Отдел	Ярус	Возраст	Интевал	DT	Лито логия							
Мезозойская	Меловая			65.5 (0.3)					600m ~ 800m	Переслаивающиеся песчаники, алестриты, аргиллиты, локальное наличие карбонатов	Озерная фация			
				145.5 (0.4)										
Палеозойская	Пермская	Нижний отдел	Артлинские	199.6 (0.6)	П <sub>1</sub>				0m ~ 800m	Переслаивающиеся известняки, аргиллиты, локальное наличие биогермных известняков	Локализированная платформа – триасовая платформа			
				275.6 (0.7)										
				284.4 (0.7)										
				294.6 (0.8)										
				299.0 (0.8)										
	Каменноугольная	Верхний отдел	Касимовские	303.9 (0.9)	КТ-I				0m ~ 450m	Известняки с тонкими прослойками аргиллитов, прогнозируется развитие тел разломов и растворения	Локализированная платформа – триасовая платформа			
				306.5 (1.0)										
				311.7 (1.1)										
				318.1 (1.3)										
				326.4 (1.6)										
Каменноугольная	Средний отдел	Московские	345.3 (2.1)	МКТ				0m ~ 180m	Известняки с тонкими прослойками аргиллитов	Открытая платформа – батинальная зона				
			359.2 (2.5)											
			385.3 (2.6)											
Девонская	Нижний отдел	Турнеиские	397.5 (2.7)	КТ-II				0m ~ 1200m	Известняки с тонкими прослойками аргиллитов, прогнозируется развитие тел разломов и растворения	Открытая платформа – триасовая платформа				
			416 (2.8)											
			397.5 (2.7)											
Девонская	Верхний отдел	Турнеиские	397.5 (2.7)	П <sub>2</sub> <sup>0</sup>					Песчано-аргиллитовые осадения, на локальных поднятиях развиты карбонатные породы	Переходная фация				
			385.3 (2.6)											
			359.2 (2.5)											
Девонская	Средний отдел	Турнеиские	359.2 (2.5)	П <sub>2</sub> <sup>1</sup>					Отложения карбонатных пород и обломочных пород	Платформы карбонатных пород – батинальная зона				
			326.4 (1.6)											
			318.1 (1.3)											

Рис. 4.1.1 - Сводная региональная литолого-стратиграфическая колонка

По результатам комплексного анализа данных разведки УВ, поисковых и параметрических скважин, лабораторного анализа керна и практики поисково-разведочных работ на центральном блоке были установлены и исследованы литологические характеристики горизонтов данного блока.

#### Стратиграфические особенности девонской системы

Девонские пласты блока Терескен-2 еще не вскрыты бурением. Судя по региональному фону, они представляют собой переслаивающиеся осадки терригенных и

карбонатных пород. Астраханско-Актюбинская зоны поднятий представляет собой обширные изолированные террасовые осаднения, к востоку при входе в юго-восточную депрессию наблюдается переход к песчано-аргиллитовым пластам морской фации.

#### ***Стратиграфические особенности каменноугольной системы***

Каменноугольная система подразделяется на нижний, средний и верхний отделы. Нижний отдел каменноугольной системы преимущественно представлен комбинацией обломочных пород, включая нижние и средние подъярусы турнейского ( $C_{1t}$ ) и визейского ( $C_{1v}$ ) ярусов. Верхняя часть, включая верхний визейский подъярус и серпуховский ярус ( $C_{1s}$ ), представлены карбонатными осадочными породами. Средний отдел пермской системы, включая башкирский ( $C_{2b}$ ) и московский ( $C_{2m}$ ) ярусы, преимущественно представлены карбонатными породами, за исключением нижней части подольского горизонта ( $C_{2m_{pd}}$ ) московского яруса, представленного интервалом развитых аргиллитов (интервал МКТ). Касимовский ( $C_{3k}$ ) и гжельский ( $C_{3g}$ ) ярусы в верхнем отделе каменноугольной системы также представлены развитыми карбонатными породами.

#### ***Стратиграфические особенности пермской системы***

Пласты пермской системы внутри блока Терескен подразделяются на верхний и нижний отделы, отложения сложные, мощность пластов непостоянна, характеристики сейсмической фации быстро меняются. В состав нижнего отдела входят ассельский ( $P_{1as}$ ), сакмарский ( $P_{1s}$ ), артинский ( $P_{1ar}$ ) и кунгурский ( $P_{1kg}$ ) ярусы. В ассельском ярусе развиты два типа осадочных пород: карбонатные и обломочные. Пласты континентальной фации сакмарского яруса ( $P_{1s}$ ) литологически характеризуются как аргиллиты и гальки. Отложения артинского яруса ( $P_{1ar}$ ) представлены грубыми обломочными породами, в которых наблюдается переслаивание аргиллитов и алевролитов. Кунгурский ярус ( $P_{1kg}$ ) широко представлен в северо-западной части блока Терескен, в юго-восточном направлении поднимается вслед за подстилающим ярусом  $P_{1as}$  и постепенно истончается вплоть до выклинивания. Верхний отдел пермской системы ( $P_2$ ) главным образом находится между солями. Он представлен обломочными породами морской и лагунной фаций, осаднениями глинисто-карбонатных пород.

#### ***Стратиграфические особенности триасовой (Т) системы***

Под влиянием поднятия пластов на позднем этапе, а также выгибания соляного купола, пласты триасовой системы подверглись денудации. На восточном борту Прикаспийской впадины они практически неразвиты, развит только нижний ярус пермской системы, он представляет собой отложения континентальной фации различного цвета, с литологической точки зрения выделяются коричнево-серые гальки, коричневые, красно-коричневые и разноцветные аргиллиты, разноцветные алевролитовые и

известковые пелиты, преимущественно распространены по внешней границе соляного купола.

### ***Стратиграфические особенности юрской (J) системы***

Нижний отдел юрской системы состоит из песчаников и аргиллитов переходной фации. Средний отдел юрской системы исследуемого района развит повсеместно, формирует угловое несогласие с подстилающими пластами. Верхний отдел юрской системы исследуемого района распространен чрезвычайно широко, мощность пластов относительно стабильная, за исключением локальных зон, где он проткнут соляным куполом.

### ***Стратиграфические особенности меловой (K) системы***

Меловая система широко распространена в районе Терескен. Встречается в виде разнородной морской фации, происхождение – относительное мелководье и континентальные источники, состоит из нижнего и верхнего отдела. Нижний отдел меловой системы включает валанжинский ( $K_{1v}$ ), готеривский ( $K_{1h}$ ), барремский ( $K_{1b}$ ), аптский ( $K_{1a}$ ) и альбский ( $K_{1al}$ ) ярусы. Верхний отдел распространен достаточно широко, его пласты встречаются при бурении скважин на всей территории рабочего участка. В том числе обломочные породы сеноманского яруса ( $K_{2s}$ ), обломочные породы морской фации и карбонатные породы туронского яруса ( $K_{2t}$ ), мергели коньякского ( $K_{2k}$ ), сантонского ( $K_{2st}$ ), кампанского ( $K_{2km}$ ) и маастрихтского ( $K_{2m}$ ) ярусов.

Изембетская антиклинальная складка протягивается почти в меридиональном направлении и имеет симметричные крылья с углами падения 25—30°. В своде ее глубокими разведочными скважинами вскрыты следующие отложения (снизу вверх):

1. Толща метаморфизованных пород, представленных плотными роговообманковыми сланцами.

2. Мощный комплекс сероцветных терригенных пород верхнедевонского возраста (данные Е. Ф. Шаткинской), представленных полимиктовыми песчаниками, аргиллитами с большим количеством углистых включений. Вскрытая мощность 1600 м.

3. Терригенная толща, представленная песчаниками, глинами, аргиллитами и алевролитами. По данным спорово-пыльцевого анализа, проведенного Е. Ф. Шаткинской, эта толща уже относится к нижнекаменноугольным отложениям. Вскрытая мощность достигает 2000 м.

4. Мезозойские отложения, постепенно выклинивающиеся в сторону Мугоджарских гор. Мощность от нуля до 140 м.

Чиилийская складка имеет узкий свод, сложенный нижнекаменноугольными отложениями.

На Джилансаиде на дневную поверхность выходят гипсы, ниже которых залегают соль, подстилаемая терригенной толщей, относящейся по возрасту в верхней части — к кунгурским, в нижней — к нижнекаменноугольным отложениям. Такое сочленение можно объяснить только наличием тектонического нарушения надвигового характера большой амплитуды.

На Кокпектинской антиклинальной складке вскрыты палеозойские отложения от среднедевонских до нижнепермских включительно. Средний девон представлен в основном змеевиками. Нижнекаменноугольные отложения слагаются преимущественно известняками (визейский и намюрский ярусы). Средний карбон (башкирский и московский ярусы) выражены переслаиванием известняков, плотных аргиллитов и песчаников. Верхний карбон (гжельский ярус) представлен двумя горизонтами: тритицитовым, состоящим из переслаивания аргиллитов, алевролитов, песчаников и известняков с включением гальки, и фауны, и псевдофузилиновым, сложенным чередующимися прослоями аргиллитов темно-серых известковистых с мелкозернистыми песчаниками, реже прослоями алевролитов и известняков, иногда доломитизированных.

Нижнепермские отложения представлены сакмарским ярусом, в частности его швагериновым горизонтом, который выражен в нижней части чередованием темно-серых аргиллитов с мелкозернистыми песчаниками и темно-серыми мелкокристаллическими известняками, содержащими редкие прослои аргиллитов, алевролитов и песчаников; выше отмечается чередование темно-серых известковистых аргиллитов, алевролитов, реже известняков; еще выше располагаются темно-серые известковистые аргиллиты с прослоями мелкозернистых известковистых песчаников, иногда отмечаются прослои доломитизированных песчаников.

В структурно-поисковых скважинах, пробуренных на Мугоджарском профиле II—II, расположенном между Изембетской и Кокпектинской складками встречены досреднедевонские, девонские, каменноугольные, пермо- триасовые и мезозойские отложения. Последние несогласно залегают на различных горизонтах палеозойских образований.

На продолжении оси Уралтауского антиклинория структурно-поисковыми скважинами встречены досреднедевонские интрузии змеевиков, к западу от них моноклинально залегают верхнедевонские и каменноугольные отложения. Далее на запад вырисовывается синклинальный прогиб, выполненный породами подольского горизонта среднего карбона. Еще западнее намечается наличие антиклинальной складки, в своде которой под мезозоем выходят отложения башкирского яруса. Скважины, расположенные в западной части профиля на всем протяжении под мезозоем, встречают пермотриасовые

отложения. По-видимому, западнее ранее описанной антиклинали имеется надвиг, по которому восточная часть района приподнята по отношению к западному.

В опущенной части западного Примугоджарья расположены структуры, в отложениях которых отмечается наличие активных гидрохимических толщ. В этой зоне расположены Муртукская, Кумсайская и Кенкиякская структуры. Все они приурочены к бортовой части Прикаспийской впадины, где мощность гидрохимических осадков кунгура меньше, чем на куполах внутренней зоны Прикаспийской впадины. Солевая тектоника в этой зоне проявляется слабо.

#### **4.2. Проектный литолого-стратиграфический разрез**

Ниже приводится информация по пробуренным скважинам на участке Терескен-2.

**Палеозойская группа**  
**Каменноугольная система – С**  
**Нижний отдел – С<sub>1</sub>**

Наиболее древними отложениями, установленными на площади работ, являются отложения нижнего карбона.

В толще терригенных пород нижнего карбона на основании палеонтологических и палинологических исследований выделены отложения турнейского, визейского и серпуховского ярусов. Эта толща вскрыта в скважинах Г-1 Жантай, Г-2 Восточный Тобускен, Г-3 и Г-5 Восточный Тортколь. Наиболее полный разрез ее вскрыт в скважине П-1 Терескен.

**Турнейский ярус – С<sub>1t</sub>** представлен двумя подъярусами: нижнетурнейским и верхнетурнейским.

**Нижнетурнейский подъярус.** Самые древние отложения вскрыты на забое скважины П-1 Терескен – породы нижней приграничной с девоном части турнейского яруса.

Литологически породы сложены переслаивающимися темно-серыми, слабоизвестковистыми аргиллитами; серыми, мелко-, реже среднезернистыми песчаниками, алевролитами, с тонкими прослойками известняков и углистым материалом.

Стратиграфический возраст этих пород установлен характерными для нижнетурнейского подъяруса видами конодонтов, остракод и спорово-пыльцевых спектров.

Мощность подъяруса в скважине П-1 Терескен составляет 686 м.

**Верхнетурнейский подъярус** выделен в объеме черепецкого и кизеловского горизонтов.

Представлен он неравномерно чередующимися темно-серыми аргиллитами, плотными, алевритистыми; светло-серыми алевролитами, реже тонкослоистыми песчаниками с обуглившимися растительными остатками и отпечатками растений.

Возраст пород установлен на основании изучения конодонтов и спорово-пыльцевых комплексов.

Мощность подъяруса в скважине П-1 Терескен составляет 572 м.

**Визейский ярус –  $C_{1v}$**  представлен двумя подъярусами: нижним и верхним.

Отложения *нижневизейского подъяруса* сложены тонкими прослоями переслаивающихся сероцветных песчаников, алевролитов, аргиллитов, иногда встречаются прослои зеленовато-серых песчаников и глин. Отмечается косая и горизонтальная слоистость.

Возраст пород определен по отпечаткам растений и спорово-пыльцевым комплексам, которые позволили в отложениях нижнего визе выделить елховский, радаевский и бобриковский горизонты.

Мощность подъяруса в скважине П-1 Терескен - 408 м.

Отложения *верхневизейского подъяруса* представлены чередующимися тонкими прослоями алевролитов, реже песчаников, конгломератов серых с аргиллитами темно-серыми, слабоизвестковистыми, горизонтально-слоистыми.

Стратиграфический возраст установлен по спорово-пыльцевым комплексам.

Карбонатные верхневизейские отложения слагаются известняками белыми, светло-серыми, серыми, органогенно-обломочными, массивными, мелко-и, среднекристаллическими, крепкими, трещиноватыми, местами кавернозными, с зеркалами скольжения, с редкими глинистыми прослоями и отпечатками фауны. Возраст пород установлен по брахиоподам, фораминиферам, конодонтам и спорово-пыльцевым спектрам.

Максимальная пройденная мощность карбонатов верхневизейского подъяруса в скважине Г-1 Восточный Тортколь – 334 м.

**Серпуховский ярус –  $C_{1s}$ .**

Серпуховские отложения вскрыты на площадях Восточный Тортколь (скв. Г-2, Г-5), Восточный Тобускен (скв. Г-2), Тохутколь (скв. Г-1, Г-3) и др. Литологически они представлены известняками белыми, светло-серыми, часто мраморовидными, скрытокристаллическими, массивными, сливными, плотными, редко кавернозными.

В верхней и нижней частях разрезов появляются прослои терригенных пород. Возраст установлен по брахиоподам, конодонтам, фораминиферам.

Максимально вскрытая мощность отложений в скв. Г-3 Тохутколь – 215 м.

### Средний отдел – С<sub>2</sub>

Среднекаменноугольные отложения вскрыты почти во всех пробуренных скважинах Терескенского блока в объеме башкирского и московского ярусов.

**Башкирский ярус – С<sub>2b</sub>** имеет широкое распространение в пределах рассматриваемого блока.

Отложения нижнебашкирского подъяруса, часто в объеме краснополянского и северокельтменского горизонтов, вскрыты на площадях Восточный Тортколь (скв. Г-5) и Тохутколь (скв. Г-1, Г-3).

Нижнебашкирские отложения сложены известняками серыми, светло-серыми до белых, органогенными, массивными, местами в виде тонких плиточек, трещиноватыми, крепкими, местами со слабым запахом бензина и сероводорода, с включениями макрофауны, пирита, единичными прослойками темно-серого аргиллита.

Максимальная мощность отложений в скв. Г-3 Восточный Тортколь – 146 м.

На участке Терескен-2 пробуренными скв. ВАК-1, ВАК-2, ВАК-3, ВАК-4 вскрытая толщина составляют 102,8м, 140,4м, 222,9м соответственно.

**Московский ярус – С<sub>2m</sub>** вскрыт скважинами на площадях Восточный Тортколь (Г-5), Тохутколь (Г-1, Г-3) и подразделяется на нижнемосковский (в объеме верейского и каширского горизонтов) и верхнемосковский (подольского и мячковского горизонтов).

Отложения московского яруса представлены известняками светло-серыми, белыми, массивными, местами трещиноватыми, крепкими, с прослоями аргиллитов темно-серых с зеленоватым оттенком, известковистых.

Возраст нижнемосковского подъяруса установлен по разнообразным комплексам фораминифер, остракод, конодонтов и спорово-пыльцевым спектрам.

Мощность карбонатов нижнемосковского подъяруса в скв. Г-1 Тохутколь – 137 м.

В состав верхнемосковского подъяруса входят подольский и мячковский горизонты. При этом разрез подольского горизонта в пределах Жанажол-Восточно-Торткольского карбонатного массива сложен несколькими толщами различного литологического состава. Так, в северной части массива разрез подольского горизонта имеет трехчленное строение – в верхней и нижней части он сложен карбонатами, а в средней части – карбонатно-терригенными породами преобладанием терригенных отложений. Средняя часть разреза получила название «межкарбонатная терригенная толща». Нижняя карбонатная часть разреза подольского горизонта завершает разрез нижней карбонатной толщи (максимальная мощность КТ-II порядка 700 м в скв. Г-7 Восточный Тортколь), а с его верхней карбонатной части начинается верхняя карбонатная толща (КТ-I), в состав которой еще входят отложения мячковского горизонта,

касимовского и гжельского ярусов верхнего отдела карбона. Эти две карбонатные толщи (КТ-II и КТ-I) в разрезах скважин разделены межкарбонатной терригенной толщей подольского горизонта (МКТ).

На участке Терескен-2 пробуренными скв. ВАК-1, ВАК-2, ВАК-3, ВАК-4 вскрытая толщина верейского горизонта составляют 147,8м, 132,2м, 153,4м, 181,6м, а также толщина каширского горизонта составляют 97,6м, 130,1м, 106,6м, 111,2м соответственно.

В южной части карбонатного массива, в том числе на Терескенском блоке, нижняя карбонатная толща завершается породами нижнемосковского подъяруса, так как подольский горизонт здесь имеет двухчленное строение – межкарбонатную терригенную и верхнюю карбонатную части.

Межкарбонатная терригенная толща (МКТ) представлена, в основном, аргиллитами и песчаниками с прослоями известняков.

Аргиллиты темно-серые, местами черные, алевролитистые, известковистые, слоистые и тонкослоистые, часто с многочисленными обуглившимися растительными остатками. Встречаются прослои красноцветных аргиллитов с обломками известняков, с редкими прослоями зеленых аргиллитов, составляющих по существу тектоническую брекчию.

Песчаники серые, разномеристые, полимиктовые, местами косослоистые. Известняки темно-серые, резко отличающиеся от светлых известняков карбонатных комплексов, глинистые, скрытокристаллические. Имеются прослои гравелитов темно-серых с гальками размером от 1 мм до 2-3 см.

Подольский возраст межкарбонатной терригенной толщи определен по характерным комплексам фораминифер, конодонт и остракод.

Мощность отложений от 10 м до 40 м.

На участке Терескен-2 пробуренными скв. ВАК-1, ВАК-2, ВАК-3, ВАК-4 вскрытая толщина подольского горизонта составляют 233,7м, 230м, 174,5м, 233,3м соответственно.

Межкарбонатная толща перекрывается преимущественно карбонатными отложениями, отличающимися от пород нижнего карбонатного комплекса значительным содержанием по всему разрезу терригенного материала.

Отложения верхнего карбонатного комплекса сложены известняками светло-серыми, серыми, местами коричневатыми, скрытокристаллическими, массивными, в ряде интервалов пористыми, кавернозными, доломитизированными, со стилолитами, макрофауной, прослоями аргиллитов темно-серых, зеленых, местами сильно перемятых.

В верхней части комплекса глинистые пачки имеют значительные мощности, литологический состав пород становится изменчивым, появляются доломиты и ангидриты.

Возраст верхней карбонатной части подольского горизонта установлен по характерному комплексу фораминифер в скважинах Г-1 и Г-3 Восточный Тортколь.

Позднемосковский возраст пород подтверждается конодонтами, остракодами, спорами и пылью. Подобными определениями установлен и мячковский горизонт.

Пробуренными скважинами ВАК-1, ВАК-2, ВАК-3, ВАК-4 на участке Терескен-2 вскрытая толщина мячковского горизонта составляют 346,6м, 339,6м, 365,5м, 358,9м соответственно.

### **Верхний отдел - С<sub>3</sub>**

Отложения верхнего карбона отмечаются эпизодически и представлены, в основном, карбонатами касимовского и гжельского ярусов.

Известняки светло-серые, скрытокристаллические, с прослоями темно-серых и зеленых глин.

Нерасчлененные отложения касимовского яруса по комплексам фузулинид, конодонтов, остракод установлены в скв. Г-1 Восточный Тортколь.

Пробуренными скважинами ВАК-1, ВАК-2, ВАК-3, ВАК-4 на участке Терескен-2 вскрытая толщина касимовского яруса составляют 77,8м, 80,5м, 79,6м, 80,6м соответственно.

Максимальная пройденная мощность гжельского яруса в скв. Г-1 Тохутколь – 721 м и по участку Терескен-2 по скважине ВАК-1 – 91м.

### **Пермская система - Р**

#### **Нижняя пермь - Р<sub>1</sub>**

В пределах рассматриваемого участка нижний отдел перми представлен не в полном объеме. Скважинами вскрыты отложения ассельского, сакмарского и кунгурского ярусов. Фаунистически доказанные породы артинского яруса вскрыты в скв. Г-1 Боржер, Г-1 Западный Карате, Г-10 Южный Тускум, пробуренных западнее и севернее рассматриваемой территории.

#### **Ассельский ярус – Р<sub>1а</sub>**

В ассельском ярусе встречается два типа разреза, представленных карбонатными и терригенными породами.

Карбонатные фации ассельского яруса вскрыты скважинами на площадях Восточный Тортколь (Г-3, Г-5) и Тохутколь (Г-1, Г-2, Г-3).

Литологически они сложены толщей известняков с прослоями терригенных пород.

Известняки светло-и, голубовато-серые, мраморовидные, скрытокристаллические, массивные, очень крепкие, с тонкими прослоями аргиллитов темно-зеленых и серых, участками перемятых, трещиноватых, трещины заполнены глинистым материалом.

Встречаются прослои песчаников серых, мелкозернистых, полимиктовых, алевролитов серых, мелкозернистых, тонкослоистых, плитчатых, доломитов темно-серых, трещиноватых.

Возраст ассельских карбонатов установлен по комплексу фораминифер.

Породы предположительно ассельского яруса в терригенной фации присутствуют на северо-западе территории. Они вскрыты скважинами на площадях Восточный Тобускен (Г-2), Тортколь (Г-3, Г-4), Южный Тускум (Г-1) и, представлены сероцветными терригенными породами, преимущественно песчаниками и аргиллитами.

Песчаники серые и буровато-серые, известково-полимиктовые, от мелко- до крупнозернистых, крепкие, массивные, иногда слоистые.

Аргиллиты темно-серые, черные, горизонтальнослоистые, преимущественно известковистые и алевритистые.

Возраст пород установлен на основании изучения комплексов фораминифер, конодонтов и по данным спорово-пыльцевого анализа.

Толщина ассельских пород изменяется на площади Восточный Тортколь от 102 м (Г-4) до 580 м (Г-5), на Тохутколе – от 165 м (Г-2) до 471 м (Г-3).

#### **Сакмарский ярус – P<sub>1s</sub>**

В пределах Жанажол-Восточно-Торткольского карбонатного массива вскрытый объем сакмарского яруса соответствует тастубскому горизонту, т.е. нижней фузулинидовой зоне и установлено отсутствие этих отложений в разрезах скважин Г-1, Г-3 Тохутколь, Г-3, Г-5 Восточный Тортколь.

Литологически разрез представлен аргиллитами, конгломератами.

Аргиллиты темно-серые, алевритистые, плотные, местами песчанистые, слабоизвестковистые, с прослоями песчаников.

Конгломераты светло-серые, гальки состоят из обломков известняка.

Сакмарский возраст пород установлен определениями спорово-пыльцевых комплексов.

Терригенная фация сакмарских отложений предположительно вскрыта на площади Восточный Тобускен в скважине Г-2 мощностью 156 м.

Карбонатная фация сакмарского яруса вскрыта северо-восточнее территории блока на площади Центральный Якут в скважине Г-1 мощностью 75 м.

#### **Артинский ярус – P<sub>1ar</sub>**

Возможно, что вскрываемый во внутренней части прибортовой зоны терригенный разрез нижней перми имеет только артинский возраст. Эти осадки представлены грубообломочными породами с прослоями аргиллитов и алевролитов, которые поступали

в бассейн по отдельным каналам. Их мощное развитие фиксируется западнее меридиана Сорбулака (Южно-Эмбенское поднятие) и севернее Жанажол-Торткольской карбонатной платформы.

Мощность артинских отложений, отсутствующих в полосе карбонатов КТ-I, возрастает в сторону погруженных районов Прикаспийской впадины до нескольких сот метров.

Максимальная пройденная скважинами мощность нижнепермских терригенных отложений на территории участка Терескен составляет 180 м (скв. Г-2 Восточный Тобускен).

### **Кунгурский ярус – P<sub>1k</sub>**

Отложения кунгурского яруса имеют распространение в северо-западной части блока, относящейся к Прикаспийской впадине. Граница их распространения ограничивается с юго-востока линией выклинивания уступов карбонатных пород.

Породы кунгурского яруса вскрыты скважинами на площадях Восточный Тобускен (Г-2), Тортколь (Г-3, Г-4), Восточный Тортколь-II (Г-7, Г-8), Восточный Тортколь (Г-1, Г-2, Г-4). В скважинах, удаленных от границы Прикаспийской впадины, вскрыт более полный разрез отложений кунгурского яруса. Полное отсутствие кунгурских пород отмечено в разрезах скважин Восточный Тортколь Г-3, Терескен П-1.

Литологически породы кунгурского яруса представлены каменной солью, ангидритами, аргиллитами, песчаниками и алевролитами.

Каменная соль белая, серая, светло-серая, средне-крупнокристаллическая, массивная, плотная, крепкая с редкими включениями мелких обломков сульфатов и прослоями аргиллитов, песчаников.

Ангидриты белые, светло-серые, коричневато-серые, твердые, местами мягкие, глинистые, мелкокристаллические.

Аргиллиты темно-зеленовато-серые, коричневые, желтовато-коричневые, алевролитистые, плотные, известковистые, с включениями слюды и прослойками песчаников, известняков серых, темно-серых.

Кунгурские отложения на территории палеонтологически почти не изучены. На площадях в северной части разрез кунгурского яруса состоит из трех литологических толщ: нижней сульфатно-терригенной, соленосной и верхней сульфатно-терригенной. В пределах Терескенского блока указанной последовательности не отмечается. Из разрезов полностью выпадает верхняя сульфатно-терригенная толща. Наблюдается присутствие соленосной толщи и в некоторых скважинах части нижней сульфатно-терригенной толщи.

Породами кунгурского яруса завершается разрез нижнего отдела пермской системы. На них со стратиграфическим несогласием залегают породы надсолевого комплекса.

Максимально пройденная мощность соленосных отложений в скв. Г-2 Восточный Тобускен – 1850 м.

### **Верхний отдел – P<sub>2</sub>**

Верхнепермские отложения прослеживаются на периферии соляных куполов и выполняют межкупольные депрессии, составляя нижнюю часть разреза надсолевого комплекса.

Образования верхней перми лишь в нижней части представлены морскими и лагунными глинисто-карбонатными породами.

Верхняя, более мощная часть их разреза сложена красноцветными и пестроцветными, в основном континентальными, песчано-глинистыми породами.

Помимо затруднений, с которыми связано изучение фациально-изменчивых и слабо палеонтологически охарактеризованных континентальных отложений, исследование верхней перми на рассматриваемой территории в частности, и в Прикаспийской впадине в целом, осложнено явным недостатком кернового материала, который отобран из скважин обычно в небольших количествах и через большие интервалы. Кроме того, первоначальное пластовое залегание верхнепермских отложений нарушено соляной тектоникой.

На территории блока верхнепермские отложения распространены в ее северо-западной части, являющейся юго-восточной бортовой зоной Прикаспийской впадины. В другой части территории они отсутствуют. Образования верхней перми закономерно увеличиваются в толщине в сторону центральной части впадины.

Расчленить разрез верхнепермских отложений по ярусам по каротажным диаграммам без палеонтологических определений возраста не представляется возможным, поэтому литологическое описание пород приводится для всего разреза верхнего отдела перми в целом.

Аргиллиты светло-коричневые, серые, коричневато-серые, плотные, алевролитистые, местами песчанистые, известковистые, твердые, местами рыхлые с включениями ангидрита и кварца.

Максимальная толщина, пройденная скважиной Г-4 Восточный Тортколь – 633 м, общая толщина на востоке площади по данным сейсморазведки более 1500м.

### **Мезозойская группа – MZ**

Мезозойская группа пробуренными скважинами ВАК-1, ВАК-2, ВАК-3, ВАК-4 на участке Терескен-2.

## **Триасовая система – Т**

Триасовые отложения участвуют в строении соляных куполов и межкупольных депрессий и представлены только нижним отделом.

### **Нижний отдел – Т<sub>1</sub>**

Нижнетриасовые отложения на территории участка скважинами не вскрыты. По данным сейсморазведки, они залегают с угловым и эрозионным несогласием на крыльях куполов – на размытой поверхности отложений верхней перми и с размывом перекрыты отложениями нижней или средней юры.

Предположительный состав: песчаники, пески, глины.

Песчаники полимиктовые, коричневато-серые, мелко- и среднезернистые, в отдельных прослоях крупнозернистые, косослоистые.

Пески мелко- и неравномернозернистые, полимиктовые, глинистые, слюдястые.

Глины пестро-красноцветные, алевролитистые, известковистые, плотные, плитчатые.

Мощность пород нижнего отдела триаса в прикупольных зонах прогнозируются до 100-120 м.

## **Юрская система - J**

Юрская система в пределах юго-восточной окраины Прикаспийской впадины представлены терригенными породами нижнего и среднего отделов и терригенно-карбонатными верхнего отдела.

### **Нижний отдел – J<sub>1</sub>**

Нижнеюрские отложения с угловым и стратиграфическим несогласием залегают на пестроцветных породах триаса, темно-серых породах нижней перми и нижнего карбона, выполняя неровности эрозионного рельефа.

Литологически разрез нижнего отдела представлен лагунно-континентальными песчано-глинистыми породами.

Пески светло-серые, олигомиктовые, кварцево-полевошпатовые, мелко- и среднезернистые, неслоистые, рыхлые с включением галек кварца и линзами песчаника.

Глины серовато-белые, алевролитистые, чистые, плотные с раковистым изломом и остатками растительности.

Мощность пород нижнего отдела юры изменяется в пределах 73-119 м.

### **Средний отдел – J<sub>2</sub>**

Среднеюрские отложения распространены исключительно широко и с эрозионным несогласием залегают на породах нижней юры, а на сводах соляных куполов – на кунгуре.

Литологически породы среднего отдела представлены обычными лагунными осадками: частым чередованием глин, песков и песчаников.

Пески и песчаники серые, серовато-желтые, серовато-зеленые, мелко- и среднезернистые, полимиктовые, зерна угловатые, кварцево-полевошпатовые, в различной степени глинистые, неслоистые, рыхлые, плотные, крепкие.

Глины серые, буровато - и темно-серые, алевритистые, песчанистые, известковистые, неслоистые и косослоистые, плотные с включением обуглившихся растительных остатков и прослойками бурых углей.

Породы среднего отдела юры встречены во всех пробуренных глубоких скважинах. Их мощность изменяется, увеличиваясь в южном направлении, в пределах от 200 м до 315 м.

### **Верхний отдел – J<sub>3</sub>**

Отложения верхней юры на территории распространены повсеместно.

Литологически верхнеюрские отложения представлены песками, глинами, мергелями.

Пески зеленовато-серые, мелкозернистые, глауконитовые, полимиктовые с содержанием фауны.

Глины зеленовато-серые, серые, алевритистые, известковистые, слоистые, плотные, с прослоями песчаников и известняков, с фауной и растительными остатками.

Мергели светло-серые, алевритистые, плотные, крепкие с фауной.

Толщина пород верхней юры достигает 130 м.

### **Меловая система - K**

Отложения меловой системы на территории Терескенского блока широко распространены. Они сложены морскими, относительно мелководными и континентальными образованиями.

Разрез меловой системы состоит из двух отделов: нижнего и верхнего.

### **Нижний отдел - K<sub>1</sub>**

В состав нижнего отдела входят осадки валанжинского, готеривского, барремского, аптского и альбского ярусов. Породы валанжинского яруса часто бывают размытыми и поэтому готеривские отложения трансгрессивно залегают на породах верхнего или среднего отделов юрской системы.

Литологически породы нижнего отдела представлены глинами, песками, песчаниками и алевролитами.

Глины серовато-зеленые, зеленые, вишнево-красные, красно-коричневые пестроцветные, темно-серые, почти черные, серые, пепельно-серые, алевритистые, песчанистые, известковистые, местами не известковистые, неслоистые, местами слоистые,

плотные, иногда аргиллитоподобные, с прослойками песка, песчаника, иногда с включениями растительного детрита и фауны.

Пески серовато-зеленые, пестроцветные, темно-серые, серые, серовато- и буровато-желтые, полимиктовые, мелко- и среднезернистые, иногда крупнозернистые, глинистые, неслоистые, рыхлые.

Песчаники серовато-зеленые, серые, темно-серые, буровато-серые, мелко- и среднезернистые, полимиктовые, глинистые, известковистые, иногда с включениями фауны, пирита, слюды.

Породы нижнего отдела мела встречены во всех пробуренных глубоких скважинах. Их мощность изменяется, увеличиваясь в южном направлении, в пределах 626 м (Восточный Тобускен) до 890 м в скв. П-1 Терескен.

### **Верхний отдел – К<sub>2</sub>**

Верхнемеловые осадки распространены по всей территории блока и вскрыты всеми пробуренными скважинами.

Нижнюю часть разреза верхнего отдела составляют терригенные и терригенно-карбонатные породы сеноманского и туронского ярусов морского происхождения, верхнюю – мергель – породы коньякского, сантонского, кампанского и маастрихтского ярусов.

Литологически разрез представлен в нижней части песками желтовато-серыми, кварцевыми, гравийными, местами сцементированными окислами железа, содержат обломки фауны.

Глины серые, алевритистые, известковистые, плотные с фауной.

Мергели светло-серые, серые, алевритистые, плотные с включениями фосфоритов и с фауной.

Мел белый, писчий, плотный с обломками фауны.

Мощность пород увеличивается с севера на юг от 93 м в скв. Г-5 Восточный Тортколь до 163 м в скв. П-1 Терескен.

### **Палеогеновая система – Р**

Отложения палеогена покровом закрывают территорию Терескенского блока, залегают несогласно на породах верхнего отдела меловой системы и, выявляются в разрезах пробуренных скважин.

Разрез палеогена по каротажным диаграммам представлен глинистыми породами. По материалам детально изученных северных площадей породы палеогена представлены глинами зеленовато-серыми, жирными, с прослоями песчаника и включением фосфоритовой гальки.

Мощность отложений увеличивается от 5м на севере в скв. Г-5 Восточный Тортколь до 95 м на юге в скв. П-1 Терескен.

#### **Четвертичная система – Q**

Особенности осадконакопления четвертичных отложений определялись историей развития рельефа территории, главную роль в которой играли новейшие тектонические движения и климат. Большое значение имели литологический состав и условия залегания коренных пород, выходящих на поверхность земли.

Наиболее широко развиты на рассматриваемой территории элювиально-делювиальные образования, которые представлены суглинками и супесями с включениями гальки, щебня и дресвы песчаников.

Мощность элювиально-делювиальных отложений чаще равна 3-5 м, редко достигает 7-8 м.

Стратиграфические отбивки по пробуренным скважинам представлены в таблице 4.2.1.

Таблица 4.2.1 - Стратиграфические отбивки границы

Эра	Система	Отдел	Ярус	Подъярус	Горизонт	Толща	Площадь		Терескен-2					
							№№ скв.	ВАК-1	ВАК-2	ВАК-3	ВАК-4			
							Альтитуда (ротора), м	158,3	167,27	192,79	157,85			
							Забой, м	3610	2790	3300	3010			
Палеозойская- PZ Каменно-угольная-С	Пермская P	Верхний P <sub>2</sub>					Отметка по каротажу, м	1101,7	998,5	1047,5	1034,6			
							Абсолютная отметка, м	-943,4	-831,3	-854,7	-876,8			
							Толщина, м	1101,7	998,5	1047,5	1034,6			
		Нижний P <sub>1</sub>	Кунгурский-P <sub>1к</sub>					Отметка по каротажу, м		1163,7	1228,8	1196,3		
								Абсолютная отметка, м		-996,4	-1036,0	-1038,4		
								Толщина, м		165,2	181,4	161,7		
			Артинский-Сакмарский-Ассельский P <sub>1ar-s-a</sub>						Отметка по каротажу, м	1429,7	1606,2	2080,2	1900,3	
									Абсолютная отметка, м	-1271,4	-1439,0	-1887,4	-1742,5	
									Толщина, м	1429,7	442,5	851,4	704,1	
	Верхний-С <sub>3</sub>	Гжельский-С <sub>3g</sub>					Отметка по каротажу, м	1520,7	1673,9	2141,7	1966,5			
							Абсолютная отметка, м	-1362,4	-1506,6	-1948,9	-1808,6			
							Толщина, м	91,0	67,6	61,5	66,1			
		Касимовский-С <sub>3k</sub>						Отметка по каротажу, м	1598,5	1754,3	2221,3	2047,0		
								Абсолютная отметка, м	-1440,2	-1587,1	-2028,5	-1889,2		
								Толщина, м	77,8	80,5	79,6	80,6		
		Средний-С <sub>2</sub>	Московский-С <sub>2m</sub>	Верхний				МКТ	Отметка по каротажу, м	1945,1	2093,9	2586,8	2405,9	
									Абсолютная отметка, м	-1786,8	-1926,6	-2394,0	-2248,1	
									Толщина, м	346,6	339,6	365,5	358,9	
				Подольский-С <sub>2mрd</sub>						Отметка по каротажу, м	2178,8	2323,9	2761,3	2639,2
										Абсолютная отметка, м	-2020,5	-2156,6	-2568,5	-2481,4
										Толщина, м	233,7	230,0	174,5	233,3
	Нижний		Каширский-С <sub>2m<sub>1</sub>k</sub>					КТ-II	Отметка по каротажу, м	2276,4	2454,0	2867,8	2750,4	
									Абсолютная отметка, м	-2118,1	-2286,7	-2675,0	-2592,6	
									Толщина, м	97,6	130,1	106,6	111,2	
			Верейский-С <sub>2m<sub>1</sub>v</sub>						Отметка по каротажу, м	2424,2	2586,1	3021,2	2932,0	
									Абсолютная отметка, м	-2265,9	-2418,9	-2828,4	-2774,1	
									Толщина, м	147,8	132,2	153,4	181,6	
	Башкирский-С <sub>2b</sub>						Отметка по каротажу, м	2526,9	2726,5	3244,1				
							Абсолютная отметка, м	-2368,6	-2559,3	-3051,3				
							Толщина, м	102,8	140,4	222,9				
	Нижний С <sub>1</sub>	Серпуховский-С <sub>1s</sub>						Отметка по каротажу, м						
								Абсолютная отметка, м						
								Толщина, м						
		Визейский-С <sub>1v</sub>							Отметка по каротажу, м					
									Абсолютная отметка, м					
									Толщина, м					

\* вскрытая толщина отметки по подошве

### 4.3. Тектоника

Площадь Терескен располагается в пределах юго-восточной части Прикаспийского бассейна и северной части Северо-Устюртского блока, и по особенностям геологического строения подразделяется на три части.

Крайний юго-восточный сектор Прикаспийского бассейна, который характеризуется выходами соляных штоков на малые глубины, Терескенская возвышенность, Терескенская впадина (северо-восточный сектор Северо-Устюртского блока). В настоящее время существуют две точки зрения на происхождение и формирования Прикаспийской впадины. Ряд геологов отстаивают относительно молодое предпермское или даже предкунгурское время образования Прикаспийской депрессии, основываясь на отсутствии в разрезах Астраханского свода, Тенгизского, Кашаганского и Карачаганакского месторождений отложений московского яруса среднего карбона и всего верхнекаменноугольного отдела и предположении о мелководном генезисе кунгурской соли. Массивы карбонатных пород этих месторождений, согласно данной концепции, имеют эрозионное происхождение (В.П. Авров, О.Г. Бражников, Ю.А. Волож, В.Н. Михалькова, Б.С. Коротков, М.И. Тарханов и др.).

Другая точка зрения, опирающаяся на анализ всей имеющейся геолого-геофизической информации, обосновывает длительное некомпенсированное осадками развитие Прикаспийской впадины в период, по крайней мере, со среднего девона до конца артинского века. Литолого-фациальная обстановка в конце турнейского и раннебашкирского времени иллюстрируется рис.4.3.1 Перечисленные выше массивы карбонатных пород интерпретируются как многоэтажные атоллоподобные постройки.

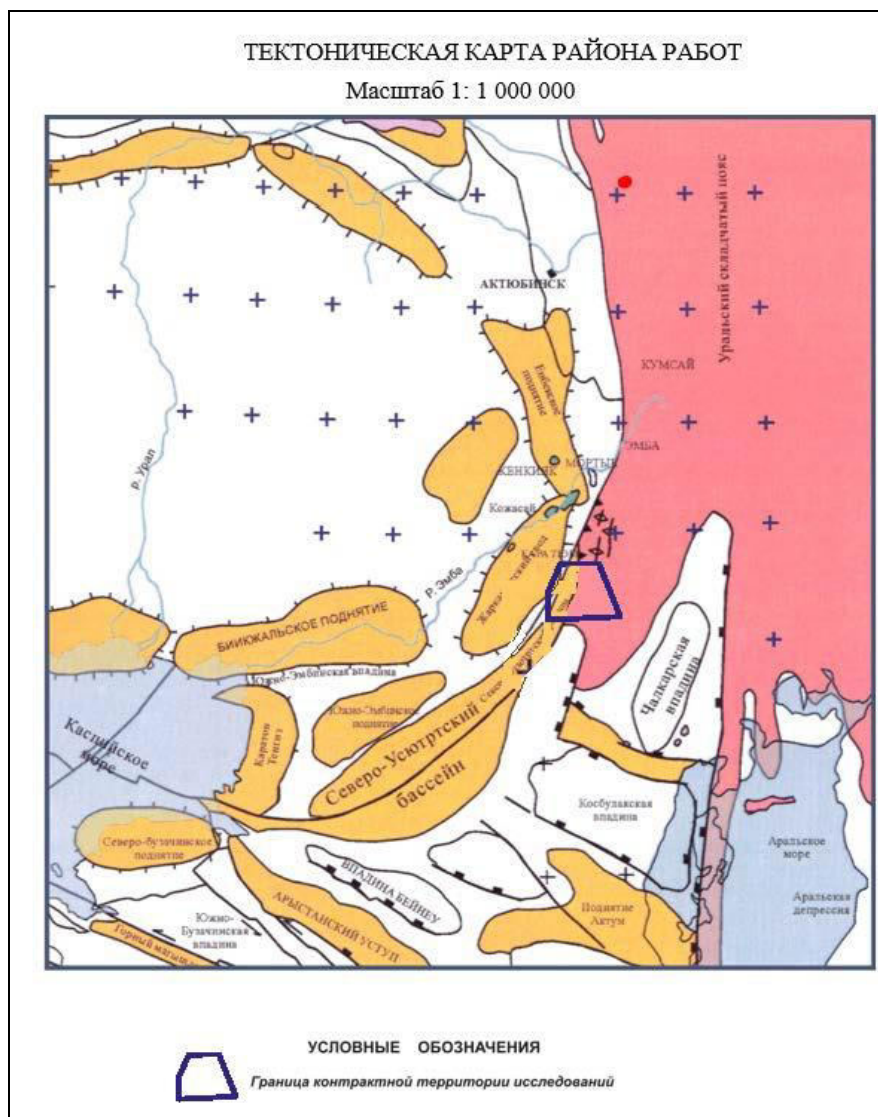


Рис. 4.3.1 - Тектоническая схема

Так как эти массивы представляли собой высокие подводные возвышенности, то на их вершинах не могли отлагаться кластогенные осадки. Накопившиеся на вершинах атоллоподобных карбонатных массивов отложения артинского яруса, а ранее тульского горизонта, имеют вулканогенное происхождение и являются туфоаргиллитовыми образованиями.

Терескенский участок сложен несколькими палеоконтинентальными блоками и структурными зонами, сформировавшимися в результате относительных тектонических подвижек Восточно-Европейской, Туранской и Казахстанской плит.

В составе Прикаспийской впадины выделяется прибортовая зона и Центрально-Прикаспийская депрессия, в пределах которой предполагается субокеанический состав консолидированной коры.

На строение Прикаспийского бассейна также оказало влияние рифейское рифтообразование, происходившее в юго-восточной части Восточно-Европейской плиты.

В середине и в конце девонского периода происходило повторное рифтообразование на южной и юго-восточной окраинах Восточно - Европейской платформы.

История развития юго-восточного угла Прикаспийской впадины в докунгурское время характеризовалась унаследованным погружением её центральных частей и сложными взаимодействиями с окружающими блоками. В течение девона и в турнейско-средневизейское время с приподнятых участков Мугоджар в большом количестве поступал обломочный материал.

С конца визейского и до сакмарского века включительно с небольшими перерывами в позднебашкирском и подольском времени на юго-восточной части прибортовой зоны Прикаспийской впадины происходило накопление мощных мелководных карбонатных толщ, которые к центральным районам депрессии замещались относительно глубоководными аналогами. В палеошельфовой области они образовали карбонатную платформу, прослеживающуюся от Алибекмолы на севере до Сазтобе на западе. По-видимому, карбонатные платформы поздневизейско-раннемосковского (КТ-II) и мячковско-сакмарского (КТ-I) возрастов простирались далеко на восток и юг: в Приуралье и на прилегающую территорию Северного Устья, где они в настоящее время отсутствуют в результате последующих размывов.

На границе сакмарского и артинского веков произошло правостороннее смещение Скифско-Туранской плиты и ряда мелких блоков (Мынсуалмасского и Северо-Бузачинского) относительно Прикаспийской синеклизы. В начале пермского периода продолжалось погружение центральной части Прикаспийского бассейна, при этом Западно-Сибирская плита смещалась на юго-запад, что привело, в конце концов, к окружению Прикаспийского бассейна этими микроконтинентами и к стагнации Прикаспийского бассейна. В кунгурском веке началось засоление Прикаспийского бассейна с заполнением его эвапоритовыми осадками. К началу соленакопления глубина бассейна в его центральных частях превышала 1,5 км.

В конце пермского периода тектонические подвижки постепенно прекратились и в районе начали накапливаться континентальные отложения.

В течение триасового периода грубые обломочные породы с Уральских гор перемещались и отлагались в Северо-Устьуртском и Прикаспийском бассейнах. В Прикаспийском бассейне поступление пермотриасовых осадочных пород привело к перераспределению первичной мощной толщи соли в крупные соляные массивы.

В начале юрского периода Терескенский район подвергся эрозии до состояния пенеплена, который затем был несогласно перекрыт трансгрессивными отложениями

средней юры. В течение позднеюрской эпохи, мелового и палеогенового периодов развитие территории происходило в спокойном платформенном режиме.

В неогене территория находилась выше уровня моря и здесь развивались эрозионные процессы, в связи с чем отложения, соответствующие этому периоду развиты слабо.

Тектоническое строение Кокпектинской площади представляется в следующем виде. Это большая антиклинальная складка в виде полумесяца, ориентированного почти меридионально, осложненная тремя локальными поднятиями и характеризующаяся асимметричным строением с крутым западным крылом и пологим восточным. Вдоль западного крыла прослеживается продольное тектоническое нарушение надвигового характера с падением плоскости надвига на восток.

Надвиг установлен одной из скважин, в которой визейский ярус встречен выше намюрского. Это нарушение прослеживается двумя скважинами в северном направлении.

К востоку от ст. Кандагач на южном продолжении Уралтау выявляются антиклинальные зоны, приуроченные к западному Примугодзарью. Здесь структурно-поисковое и глубокое разведочное бурение проводилось на Изембетской Кокпектинской, Теректысайской, Мортук-Кумсайской-Кенкиякской площадях. Между Изембетом и Кокпекы проведены два широтных профиля структурно-поисковых скважин. Восточный конец этого профиля захватывает складки, расположенные у главного надвига Мугодзарского антиклинория, а западный доходит до солянокупольной структуры Мортук.

Изембетская площадь, расположенная в северной части западного Примугодзарья, включает на востоке антиклинальные складки — Ильинскую, Изембетскую, Чиилийскую, на западе — солянокупольную структуру Джилансаид. Тектоническое строение этих структур и их сочленение представлены на рис.4.3.2. Наиболее восточная складка — Ильинская — установлена структурно-поисковым бурением по выходам в сводовой части нижнекаменноугольных отложений.

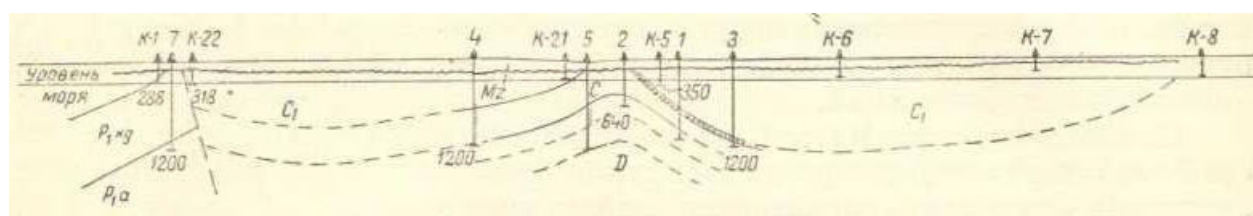


Рис. 4.3.2 - Изембет. Геологический профиль

Непосредственно на продолжении Каиршақтыкульской структуры к югу расположена крупная Кокпектинская антиклиналь, которая четко выделяется по дугообразно вытянутому полю верхнеальбских отложений среди более молодых пород

мела и палеогена. Ее длина по выходу альба достигает 36 км. Антиклиналь состоит из двух кулисообразных поднятий, которые в свою очередь осложнены двумя брахиантклинальными вздутиями. Амплитуда их по кровле неокома достигает 80 м. С запада Кокпектинская антиклиналь оборвана разломом, который является частью погребенного Сакмарско-Кокпектинского разлома. Структура асимметрична: слои верхнего мела на западном крыле имеют углы падения до  $40^\circ$ , на восточном не более  $2^\circ$ . В сводовой части антиклинали бурением были обнаружены древние терригенно-эффузивные породы предположительно ордовика и пластовые ультрабазиты, по-видимому, среднедевонского возраста. На восточном крыле двумя скважинами были пройдены нижнекаменноугольные и верхнепермские породы. На западном крыле антиклинали, в опущенном крыле разлома, развиты мощные толщи отложений верхнего девона, карбона и нижней перми. Из сопоставления схемы распространения палеозойских пород, геологической и структурной карт Кокпектинской антиклинали хорошо видно совпадение палеозойской и мезокайназойской структур, т.е. унаследованность Кокпектинской антиклинали.

В зоне сочленения Прикаспийской синеклизы с Южным Уралом и Мугоджарами развиты две тектонические пластины. Одна из них, сакмарская, состоит из осадочно-вулканогенных толщ ордовика и силура с массивами ультрабазитов. Частью этой пластины на юге является Кокпектинский шарьяж. Вторая, сложенная континентально-склоновыми образованиями верхнедевонско-нижнекаменноугольного возраста, названа на севере Зилаирской и на юге Изембетской по названию составляющих их серий.

Надвинуты эти две тектонические пластины на терригенно-карбонатные отложения континентального шельфа нижнепалеозойско-среднекаменноугольного возраста. Схематически модель строения зоны сочленения и возможные типы залежи показаны на рис. 4.3.3.

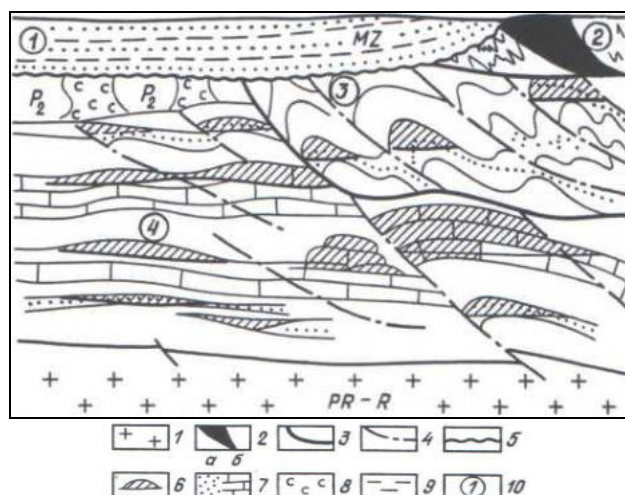


Рис. 4.3.3 - Модель строения зоны сочленения Прикаспийской синеклизы с Уральской складчатой системой

Исходя из концепции тектонического строения зоны сочленения Восточно-Европейской платформы с Уральской складчатой системой, наиболее перспективным для поисков залежей нефти и газа является автохтонный комплекс, который является основным объектом поисков не только в зоне развития верхнепалеозойских складок Актюбинского Приуралья, но и под аллохтонными комплексами в Западном Примугоджарье, Зилаирской и Сакмарской зонах. В поднадвиговом автохтонном комплексе Башкирского Приуралья выявлено Беркутовское газовое месторождение с высотой залежи 800 м.

В автохтонном комплексе на различных стратиграфических уровнях могут быть встречены не только антиклинальные, но и рифовые ловушки. В поднадвиговой зоне возможно развитие крупных валлообразных поднятий. На ее изучение должна быть ориентирована методика сейсмических исследований. С этой же целью необходимо выходить на восточный край Восточно-Европейской платформы с вступлением на Западно-Мугоджарскую (Магнитогорскую) зону и Урало-Тобольский антиклинорий не единичными скважинами, а несколькими широтными профилями параметрических и поисковых скважин (с глубинами 5000-6000 м) и обработкой серии региональных сейсмических профилей, нацеленных на картирование автохтонного комплекса.

Попутными объектами поисков являются Зилаирский и Изембетский аллохтонные комплексы. За счет тектонической трещиноватости они способны вмещать скопления УВ. При этом экранами, сохранившими в сложных тектонических условиях залежи УВ, могут служить пачки более пластичных глинистых пород, а иногда и плоскость верхнего надвига.

В зонах, примыкающих к фронту шарьяжей с запада, где развиты верхнепалеозойские складки Актюбинского Приуралья, основным объектом поисков также являются карбонатные образования девон-среднекаменноугольного возраста. Верхнепалеозойские отложения значительный интерес будут представлять в западных регионах, где они не испытали уплотняющего воздействия сжимающих усилий с востока и где могут быть встречены хорошие коллекторы и ловушки разнообразных типов.

Во-первых, за восточную границу Прикаспийской синеклизы, равно и всей Восточно-Европейской платформы, надо принимать Главный Уральский разлом, а не западные границы аллохтонных комплексов, картируемых по выходам на дневную поверхность или по сейсмическим материалам. Тогда площадь, перспективная на нефть и газ, прирастет за счет территорий, покрытых шарьяжами на 40—60 км. Увеличение перспективной площади должно учитываться при оценке прогнозных ресурсов. Во-вторых, процесс надвигообразования сопровождался нарушениями сплошности не только

автохтонного комплекса, но и кристаллического фундамента на значительную глубину. Образовавшиеся при этом разломы служили проводниками тепла из больших глубин, что, в свою очередь, способствовало ускорению преобразования в УВ органики, содержащейся не только в песчано-глинистых, но и карбонатно-глинистых и карбонатных отложениях. В условиях повышенного теплового поля не обязательно погружение нефтегенерирующих толщ на 4—4,5 км, до расчетной глубины.

#### 4.4. Нефтегазоносность

Выделенные нефтяные залежи юго-восточной части Прикаспийской впадины, нефтепроявления распределены неравномерно как по разрезу, так и по площади. В одних случаях это незначительные признаки в виде запаха нефти и примазок в керне, в других – обильно насыщенный нефтью керн: пески, песчаники, известняки.

Для подсолевых отложений палеозоя юго-востока Прикаспийской впадины выделяется ряд нефтегазоносных комплексов пород: терригенный верхнедевонский-средневизейский, карбонатный верхневизейско-московский (КТ-II), карбонатный средне-верхнекаменноугольный (КТ-I), преимущественно терригенный нижнепермский.

Согласно Проекту поисковых работ, составленному в 2018 году, на площади Терескен-2 в 2020г пробурена поисковая скважина ВАК-1 глубиной 3500м.

Для определения фильтрационно-емкостных свойств пород коллекторов и характера притока в скважине ВАК-1 проведено опробование 3 объектов:

1. объект КТ-I: интервалы 1527-1536м, 1553-1557м, 1568-1573м (03.01.2021-12.01.2021гг) получен приток пластовой воды дебитом 15 м<sup>3</sup>/сут;
2. объект КТ-I: интервал 1453-1460м (29.01.2021-22.02.2021гг) получен приток пластовой воды дебитом 15 м<sup>3</sup>/сут;
3. объект P<sub>1a</sub>: интервал 1194-1210м, 1225-1235м, 1250-1266м (09.03.2021г) получен слабый приток нефти с газом и водой с подачей азота.

Согласно Проекту разведочных работ, составленному в 2021 году, на площади Терескен-2 в 2021г пробурены поисковые скважины ВАК-2 глубиной 2790м и ВАК-3 глубиной 3300м.

В скважине ВАК-2 проведено опробование 5 объектов, из них в 2-х объектах было получено небольшие притоки дебитом 1,1-2,5м<sup>3</sup>/сут нефти и 1,9-4,5м<sup>3</sup>/сут воды, остальные объекты водоносные.

В скважине ВАК-3 проведено опробование 5 объектов, из которых по одному объекту было получено приток нефти дебитом 18-21м<sup>3</sup>/сут нефти, 2 объекты водонефтеносные и 2 объекты водоносные.

Согласно Дополнения к проекту поисковых работ, составленному в 2022 году, на площади Терескен-2 в 2023г пробурена поисковая скважина ВАК-4 глубиной 3010м , в 2024 году пробурена скважина ВАК-5 глубиной 3040м, (Табл.4.4.1).

Таблица 4.4.1 - Результаты опробования скважин

№№ скважин	Дата опробования начало/ конец испытания	Пачка	Пласт	Интервал опробования и испытания, м	Искусственный забой, м	Диаметр и глубина спуска НКТ, мм	Способ вскрытия горизонта	Способ опробования горизонта	Диаметр штуцера, мм	Давления, МПа.				Дебиты			Примечание
										Рпл	Рзаб	Ргр	Рзгр	жидкости, м <sup>3</sup> /с	нефти, м <sup>3</sup> /с	воды, м <sup>3</sup> /с	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
ВАК-1	03.01–12.01.2021	КТ-I	Б1+Б2	1527-1536, 1553-1557, 1568-1573м	2695,35	73x88,9мм x 1527	ZPK89-AT-M-04/ZPK114-AT-M-04T	Перф.	1,5			35,0	40,0	15,0	0,0	15,0	Объект водоносный
ВАК-1	29.01–22.02.2021	КТ-I	А1	1453-1460	1500	73x88,9мм x 1453	ZPK89-AT-M-04/ZPK114-AT-M-04T	Перф. КРП	1,5			80,0	75,0	0,0	0,0	0,0	Притока нет
ВАК-1	09.03–23.06.2021	вне горизонта		1250-1266	1260	73x88,9мм x 1250	ZPK89-AT-M-04/ZPK114-AT-M-04T	Перф, СКО 20м3	1,0			70,0	65,0	5,0	0,0	5,0	Получен слабый приток нефти с газом
				1194-1210, 1225-1235			ZPK89-AT-M-04/ZPK114-AT-M-04T	Перф. КРП 263м3				85,0	75,0	48,1	14,5	33,6	
ВАК-2	19.12–30.12.2021	КТ-II	Г4+Г5	2520-2522, 2501-2506, 2490-2492, 2474-2478	2695,35	73x88,9мм x 2474	ZPK89-AT-M-04/ZPK114-AT-M-04T	Перф, СКО 30м2	1,5			85,0	77,0	4,0	0,0	4,0	Объект водоносный
ВАК-2	21.01–29.01.2022	КТ-II	Г2+Г3	2405-2407, 2428-2437, 2440,5-2447	2467	73x88,9мм x 2405	ZPK89-AT-M-04/ZPK114-AT-M-04T	Перф, СКО 17м3	1,5			80,0	5,0	17,0	2,5	4,5	Получен приток жидкости с небольшим содержанием нефти.
ВАК-2	01.03–08.07.2022	КТ-II	Г1+Г2	2341-2349, 2355-2361	2400	73x88,9мм x 2341	ZPK89-AT-M-04/ZPK114-AT-M-04T	Перф, СКО 15м3	1,5			40,0	5,0	3,0	1,1	1,9	Получен незначительный приток жидкости с нефтью
								Перф. КРП 204м3									
ВАК-2	30.12–13.01.2023	КТ-I	А2+Б1+Б2	1721-1723, 1691-1695, 1680-1683, 1648-1657, 1643-1646	1750	73x88,9мм x 1643	ZPK89-AT-M-04/ZPK114-AT-M-04T	Перф, СКО 36м3	1,5			75,0	65,0	4,0	0,0	4,0	Выхода нет
ВАК-2	25.01–02.02.2023	вне горизонта		1600,5-1595,5	1640	73x88,9мм x 1595	ZPK89-AT-M-04/ZPK114-AT-M-04T	Перф, СКО	2,0			75,0	70,0	1,0	0,0	1,0	Выхода нет
ВАК-3	04.01–20.01.2022	КТ-II	Г5	2959-2962, 2964-2968, 2976-2980	3275,41	73x88,9мм x 2959	ZPK89-AT-M-04/ZPK114-AT-M-04T	Перф, СКО 15м3	1,5			85,0	45,0	13,0	0,0	13,0	Объект водоносный
								Перф, СКО 9м3									
ВАК-3	09.02–22.02.2022	КТ-II	Г4	2868-2875,5; 2893-2899, 2902-2904, 2906-2912	2950	73x88,9мм x 2868	ZPK89-AT-M-04/ZPK114-AT-M-04T	Перф, СКО 25м3	1,5			60,0	30,0	6,0	1,3	4,7	Объект водонефтеносный
ВАК-3	14.06–25.07.2022	КТ-II	Г1	2768-2771,5; 2783-2790	2830	73x88,9мм x 2868	ZPK89-AT-M-04/ZPK114-AT-M-04T	Перф, СКО 15м3	2,0			60,0	5,0	16,0	0,0	16,0	Объект нефтеводоносный
								КРП-149м3				1,5	45,0	10,0	6,0	3,6	
ВАК-3	08.08–16.08.2022	КТ-I	Б1	2199-2188	2220	73x88,9мм x 2188	ZPK89-AT-M-04/ZPK114-AT-M-04T	Перф, СКО 15м3	2,0			70,0	55,0	16,0		16,0	Объект водоносный
ВАК-3	08.09–19.12.2022	КТ-I	А2+Б1	2162-2160, 2156,5-2154,5; 2152-2148, 2137-2128	2185	73x88,9мм x 2128	ZPK89-AT-M-04/ZPK114-AT-M-04T	Перф. КРП 175м3	1,5			35,0	25,0	21,0	21,0	0,0	Объект нефтеносный
									1,5		35,0	25,0	18,0	18,0	0,0		
ВАК-4	14.01–06.02.2023	КТ-II	Г3+Г4	2808,5-2806; 2775,5-2772; 2762,5-2756,5; 2747-2743,5	2850	73x88,9мм x 2743,5	ZPK89-AT-M-04/ZPK114-AT-M-04T	Перф.	0,5			75,0	70,0	11,0	0,0	11,0	Объект водоносный
ВАК-4	19.02–27.02.2023	КТ-I	Б2	2022-2017	2052	73x88,9мм x 2017	ZPK89-AT-M-04/ZPK114-AT-M-04T	Перф, СКО 15м3	1,5			65,0	60,0	2,0	0,0	2,0	Объект водоносный
ВАК-5	13.12-31.12.2024	КТ-II	Б2	1886-1880	3040	73x88,9мм x 1859,97	ZPK89-AT-M-04/ZPK114-AT-M-04T	Перфорация	1,5			35,0	45,0	2,0	0,0	2,0	Выхода нет

## 5. МЕТОДИКА И ОБЪЕМ ПРОЕКТИРУЕМЫХ ПОИСКОВЫХ РАБОТ

### 5.1. Цели и задачи поисковых работ

На основании Кодекса Республики Казахстан о недрах и недропользовании (с изменениями и дополнениями по состоянию на 28.02.2024 г.) статьи 117 пункта 3-2 АО «СНПС-Актобемунайгаз» намерено обратиться за продлением периода разведки сроком до трех лет.

В период разведки 2018-2024 гг. АО «СНПС-Актобемунайгаз» совместно с ТОО «Timal Consulting Group» выполнил ряд работ на блоке Терескен-2.

На блоке Терескен-2 согласно Контракта №4687 от 21.12.2018г реализуется «Дополнение к проекту разведочных работ...» периодом 2018-2024 гг. компанией АО «СНПС-Актобемунайгаз».

Провели анализ исторических геолого-геофизических материалов. Просмотрели выполненные работы прошлого недропользователя - переобработка и переинтерпретация старых 2Д сейсмических данных объемом 858,8 пог. км; переобработка, обработка и интерпретация геолого-геофизических данных по блоку Терескен; работы по комплексному анализу сейсмических, скважинных, аэрокосмических и геолого-геофизических данных по блоку Терескен-2.

Выполнены следующие контрактные обязательства:

-на контрактной территории Терескен-2 АО «СНПС-Актобемунайгаз» выполнили сейсморазведочные работы 2 Д площадью 1400 пог.км; сейсморазведочные работы 3Д объемом 738,9 кв.км.

Пробурены пять скважин – ВАК-1, ВАК-2, ВАК-3, ВАК-4, ВАК-5. Результаты бурения трех скважин показали неоднозначность перспективы данного блока :

**-Пробурена поисковая скважина ВАК-1** глубиной 3500м. В скважине по данным ГИС были выделены нефтенасыщенные коллектора в отложениях КТ-1.

Отложения КТ-II и C<sub>1v</sub> оказались водоносными.

В скважине ВАК-1 опробованы 3 объекта:

- объект I: интервалы 1527-1536м, 1553-1557м, 1568-1573м получен приток пластовой воды дебитом 15 м<sup>3</sup>/сут;
- объект II: интервал 1453-1460м приток не получен;
- объект III: интервал 1194-1210м, 1225-1235м, 1250-1266м получен слабый приток нефти с газом и водой с подачей азота.

**-Пробурена поисковая скважина ВАК-2** глубиной 2790м. Был отобран керн 61,2м, который находится в лабораторных исследованиях. По данным ГИС в разрезе были

выделены коллектора в отложениях КТ-I и КТ-II где были предложены 5 объектов испытания: 1 объект в КТ-I, 3 объекта в КТ-II и 1 объект вне горизонта.

В отложении КТ-I по данным испытания притока не получено, в отложениях КТ-II из трех объектов испытания в одной – получено вода дебитом 4 м<sup>3</sup>/сут, из двух объектах получен приток незначительный приток жидкости с нефтью: в совместно испытанных интервалах 2341-2349, 2355-2361 м и 2405-2407, 2428-2437, 2440,5-2447 получены приток 1,1м<sup>3</sup>/сут и 2,5м<sup>3</sup>/сут нефти, 1,9м<sup>3</sup>/сут и 4,5 м<sup>3</sup>/сут воды.

**-Пробурена поисковая скважина ВАК-3**, фактической глубиной 3300м. Был отобран керн 61,8м, который находится в лабораторных исследованиях. В разрезе скважины по данным ГИС выделены перспективные нефтенасыщенные интервалы в отложениях КТ-I и КТ-II, проведено испытание 5 объектов: 2 объекта в КТ-I и 3 объекта в КТ-II. В отложениях КТ-I по данным испытания из двух объектов испытания одна нефтеносная другая водоносная, где в интервале 2199-2188м получена вода дебитом 16м<sup>3</sup>/сут, а совместно испытанных интервалах 2162-2160м, 2156,5-2154,5м, 2152-2148м, 2137-2128м получены от 18 м<sup>3</sup>/сут до 21 м<sup>3</sup>/сут нефти и воды. В отложениях КТ-II (пачке Гн) из трех объектов испытания одна водоносная, одна водонефтеносная и одна нефтеводоносная. С интервала 2768-2771,5м, 2783-2790м при 1,5мм штуцере получено 3,6 м<sup>3</sup>/сут нефти и 2,4 м<sup>3</sup>/сут воды. Совместно испытанных интервалах 2868-2875,5м, 2893-2899м, 2902-2904м, 2906-2912м получено 1,3 м<sup>3</sup>/сут нефти и 4,7 м<sup>3</sup>/сут воды, а также в интервалах 2959-2962м, 2964-2968м, 2976-2980м получен приток воды дебитом 13 м<sup>3</sup>/сут.

**-Пробурена поисковая скважина ВАК-4** глубиной 3010м. В скважине по данным ГИС были выделены нефтенасыщенные коллектора в отложениях КТ-I и КТ-II, но при опробовании получена вода.

**-Поисковая скважина ВАК-5**. В отложениях КТ-I и КТ-II. Проектная глубина – 3040м, фактическая –3040м. Проектный горизонт КТ-II, фактический - КТ-II. Скважина начата бурением 01.06.2024г., закончена бурением 10.12.2024г.

С 13.12.2024г испытание 1-го объекта, в интервале 1886-1880м, притоки нефти не получены. 31.12.2024г начаты испытания 2-го объекта интервал 1440-1436,5м; 1435-1428,5м; 1419-1410м. притоки не получены, далее принято решение о проведении дополнительной перфорации 2-го объекта интервалы: 1442-1454м, 1456-1475м., испытания продолжаются.

Полученные первые результаты бурения скважины показали изменение геологического строения разреза, здесь на глубине 1500 м. были вскрыты отложения нижнего визея и турнея, отсутствуют в разрезе отложения среднего и верхнего карбона.

Как видно из вышеописанного в шестилетний период была проделана большая и успешная геологоразведочная работа. На данном этапе недропользователь намерен продолжить геологоразведку с целью поиска залежей углеводородов.

Сложность проведения успешной разведки заключается в нескольких факторах:

- общая площадь разведочного блока 1390,11 км<sup>2</sup>.
- перспективы представляют подсолевые каменноугольные отложения залегающие на глубине свыше 2 км.
- геология разреза данного блока характеризуется сложным строением неструктурного характера наличием линзовидным и тектонически экранированием ловушек получивших развитие в отдельных частях подсолевого комплекса данного района.

На этапе поисков предусмотрено решение следующих основных задач:

- уточнения структурного каркаса подсолевых отложений в результате переинтерпретации сейсмического материала 2Д и 3Д.
- определение перспективных нефтенасыщенных зон в разрезах КТ-I и КТ-II с целью дальнейшего изучения площадей распространения залежей нефти и газа;
- изучение свойств коллекторов по данным лабораторных исследований керна и по материалам ГИС;
- изучение физико-химических свойств пластовых флюидов;
- изучение гидрогеологических параметров надсолевых и подсолевых комплексов законтурных вод.

Настоящий «Дополнения №3 к проекту разведочных работ...» предусматривает дополнительные обязательства на период 2026-2027гг:

- Проведение полевых сейсморазведочных работ 3Д в юго-восточной части контрактной территории в объеме 540 кв.км.
- Обработка и интерпретация 3Д сейсмических данных объемом 640 кв км.
- Бурение поисковой зависимой скважины ВАК-6 глубиной 2030м в 2026-2027гг.
- Бурение поисковой зависимой скважины ВАК-7 глубиной 2000м в 2026-2027гг.
- Бурение поисковой не зависимой скважины ВАК-8 глубиной 2030м в 2026-2027гг

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

Для реализации проектных решений “ Дополнения к проекту разведки...” были использованы структурные карты, полученные в результате сейсморазведочных работ 2Д 2020 гг. (ТОО «БИДЖИПИ» Геофизические услуги (Казахстан)).

Недропользователем после проведения сейсморазведки 3Д в юго-восточной части территории, была проведена обработка и интерпретация материалов, которая была использована для изменения местоположения проектных скважин ВАК-5 и ВАК-6, по результатам испытания и опробования скважины ВАК-5, принято решение об изменении проектной глубины зависимой скважины ВАК-6 до 2030м.

Ранее запланированное местоположение скв.ВАК-5 проектировалась в северной части участка Терескен-2 на пересечении профилей 1919 и 19Х05, а пробурена в центральной части участка Терескен-2 южнее ранее проектируемой точки на сейсмическом профиле JK2030. При бурении скважины ВАК-5 фактический разрез оказался отличен от проектного. Скважина ВАК-5 вскрыла на глубине 1500 м отложения нижнего визея и турнея. Отложения среднего и верхнего карбона отсутствуют.

Полученные материалы требуют дальнейшего изучения с целью определения достоверной структурно-тектонической модели.

Недропользователь будет проводить детализацию геологического строения данного разведочного блока путем переобработки и переинтерпретации материалов сейсморазведки 2Д и 3Д в комплексе с данными бурения скважин.

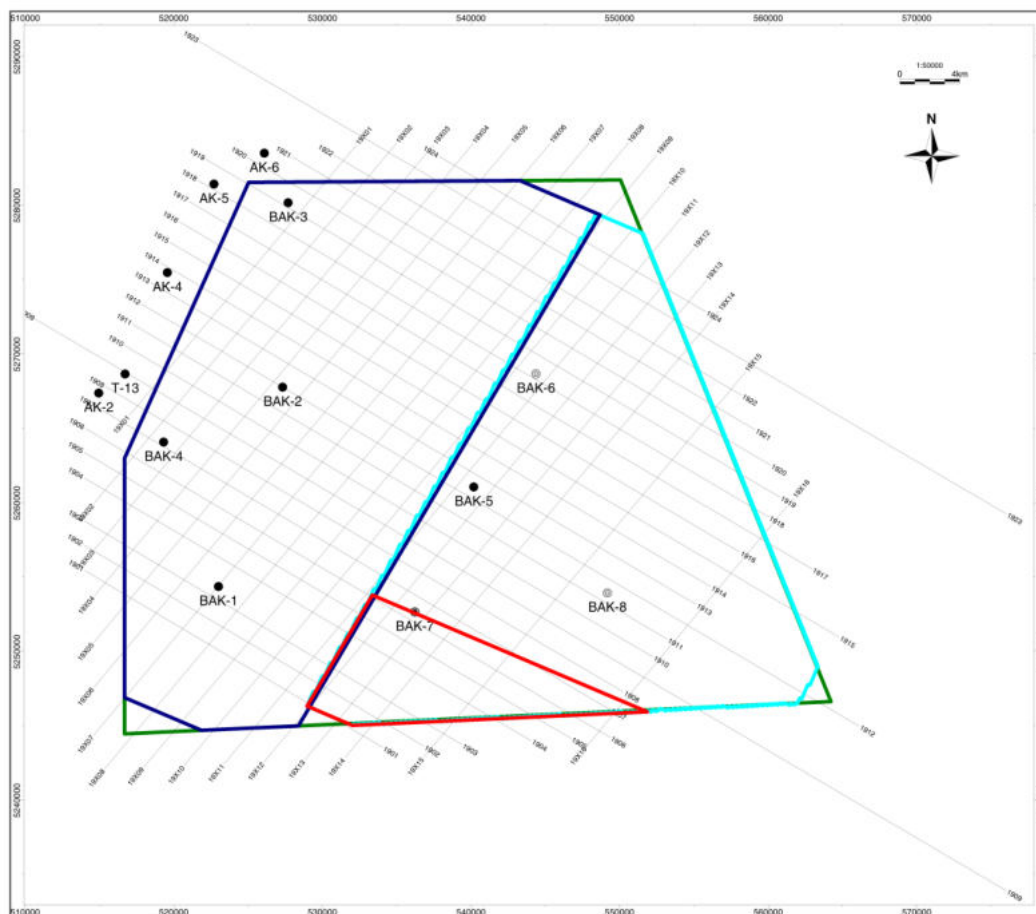


Рис. 5.2.1 - Структурная карта по кровле КТ-II

### 5.3. Система расположения поисковых скважин

Система размещения скважин на рассматриваемой площади принята согласно методическим указаниям по ведению работ на стадии поисков и разведки месторождений. Она должна обеспечивать полноценное решение поставленных геологических задач.

Данный блок характеризуется сложным геологическим строением, где получили развитие ловушки неструктурного типа тектонически и литологически экранированные. На рассматриваемой площади предусматривается дополнительно бурение 2-х новых скважин с проектной глубиной 2000м и 2030м м, на проектный горизонт – С1t. Предыдущим проектным документом «Дополнения №2 к проекту разведочных работ...» предусмотрено бурение одной зависимой скважины ВАК-6:

Скважина **ВАК-6** - поисковая, зависимая проектируется на пересечении профильных линий 1918 и 19X10. (Рис. 5.3.1). Проектная глубина - 1960 м, проектный горизонт – С1t.

Скважина ВАК-7- поисковая зависимая проектируется на пересечении профильных линий 1906 и 19X12. (Рис 5.3.2). Проектная глубина 2000м, проектный горизонт С1t.

Скважина ВАК-8 – поисковая независимая проектируется на пересечении профильных линий 1911 и 19X15. (Рис 5.3.3). Проектная глубина 2030м, проектный горизонт С1t.

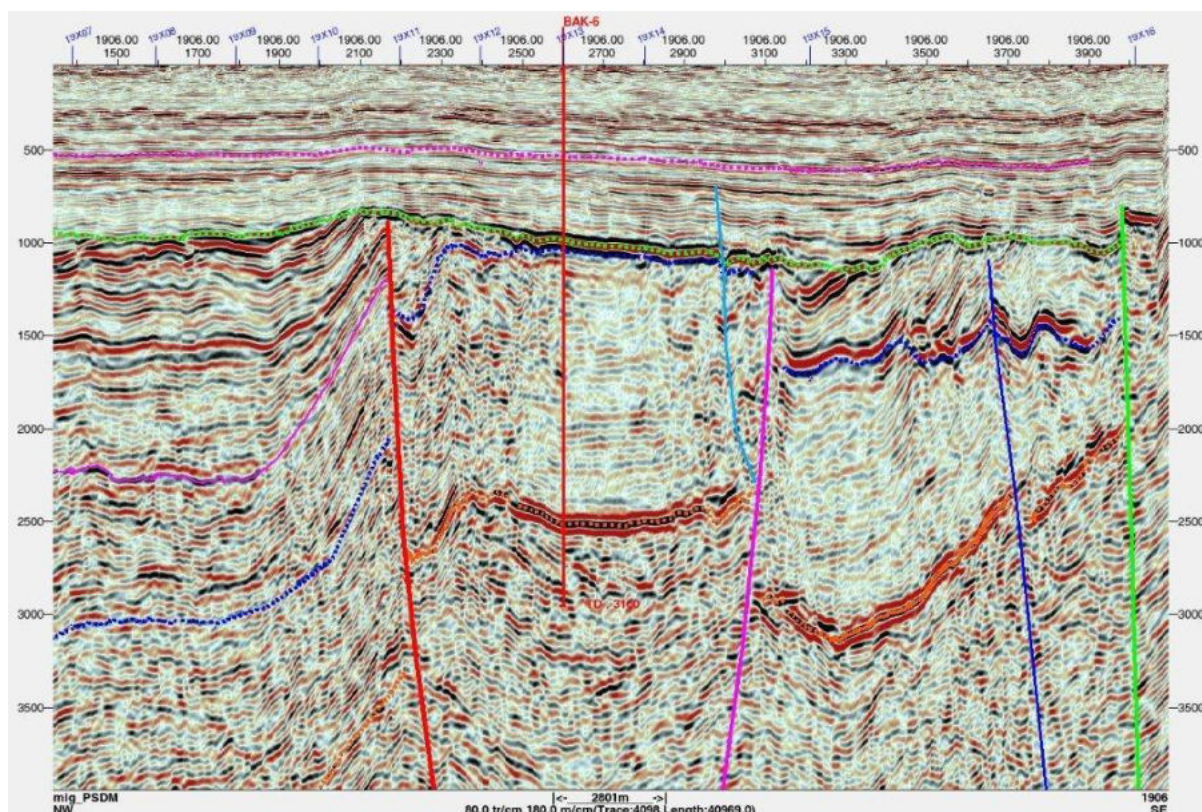


Рис. 5.3.1 - Схема расположения проектной скважины ВАК-6

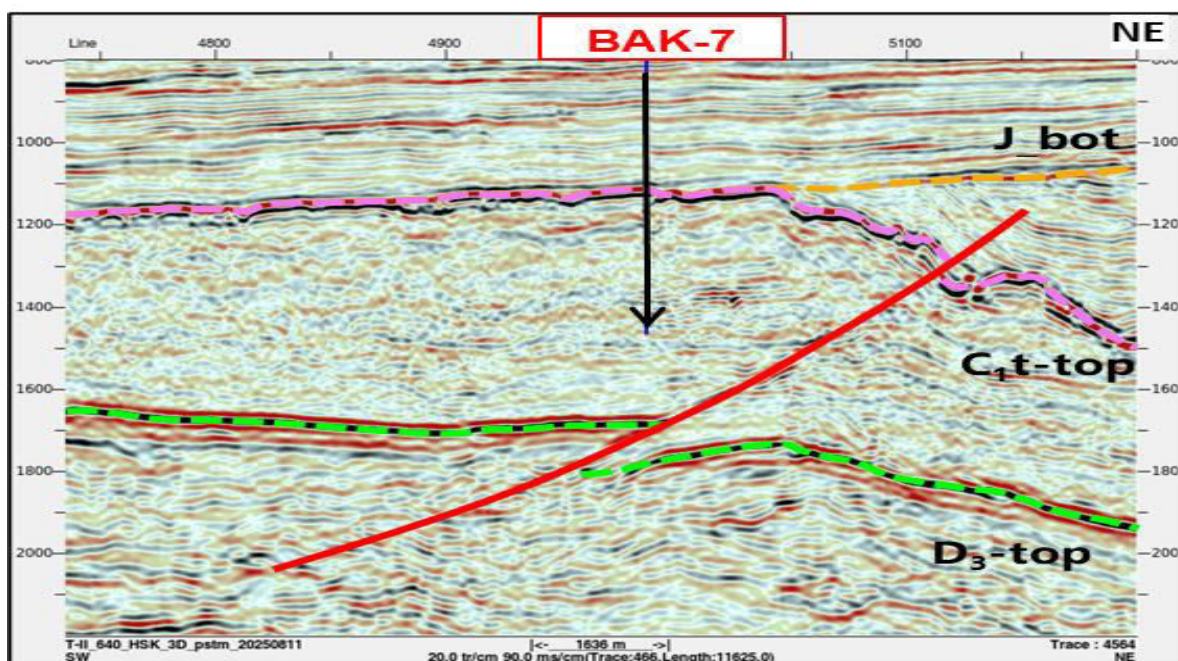
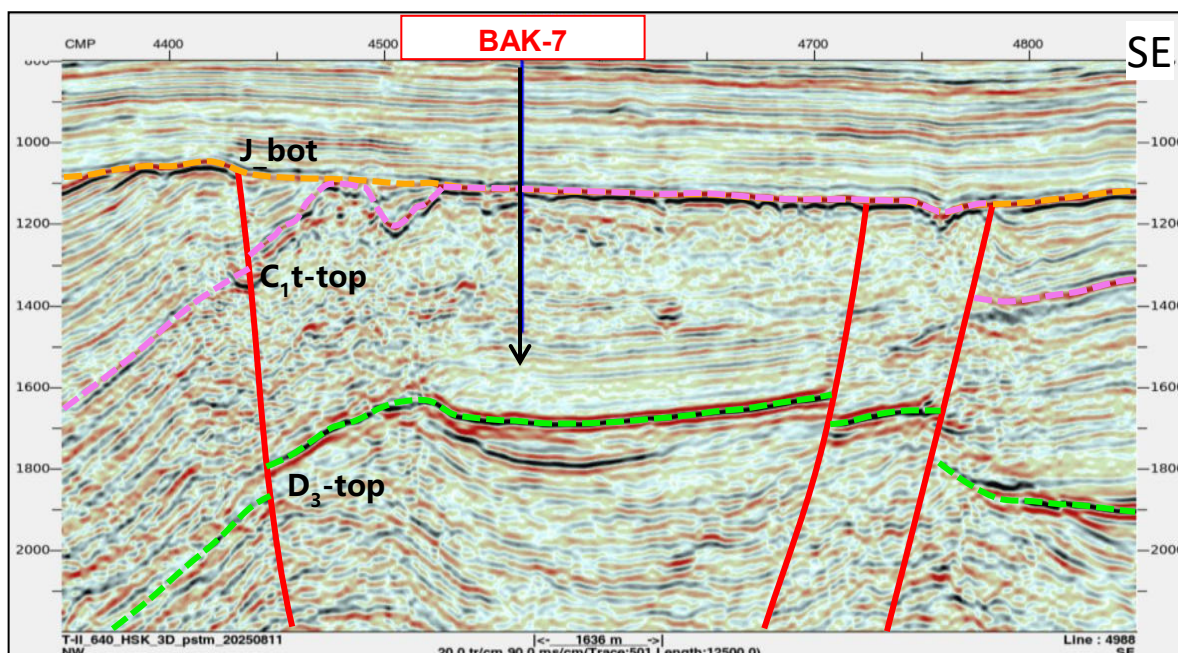


Рис. 5.3.2 - Схема расположения проектной скважины ВАК-7

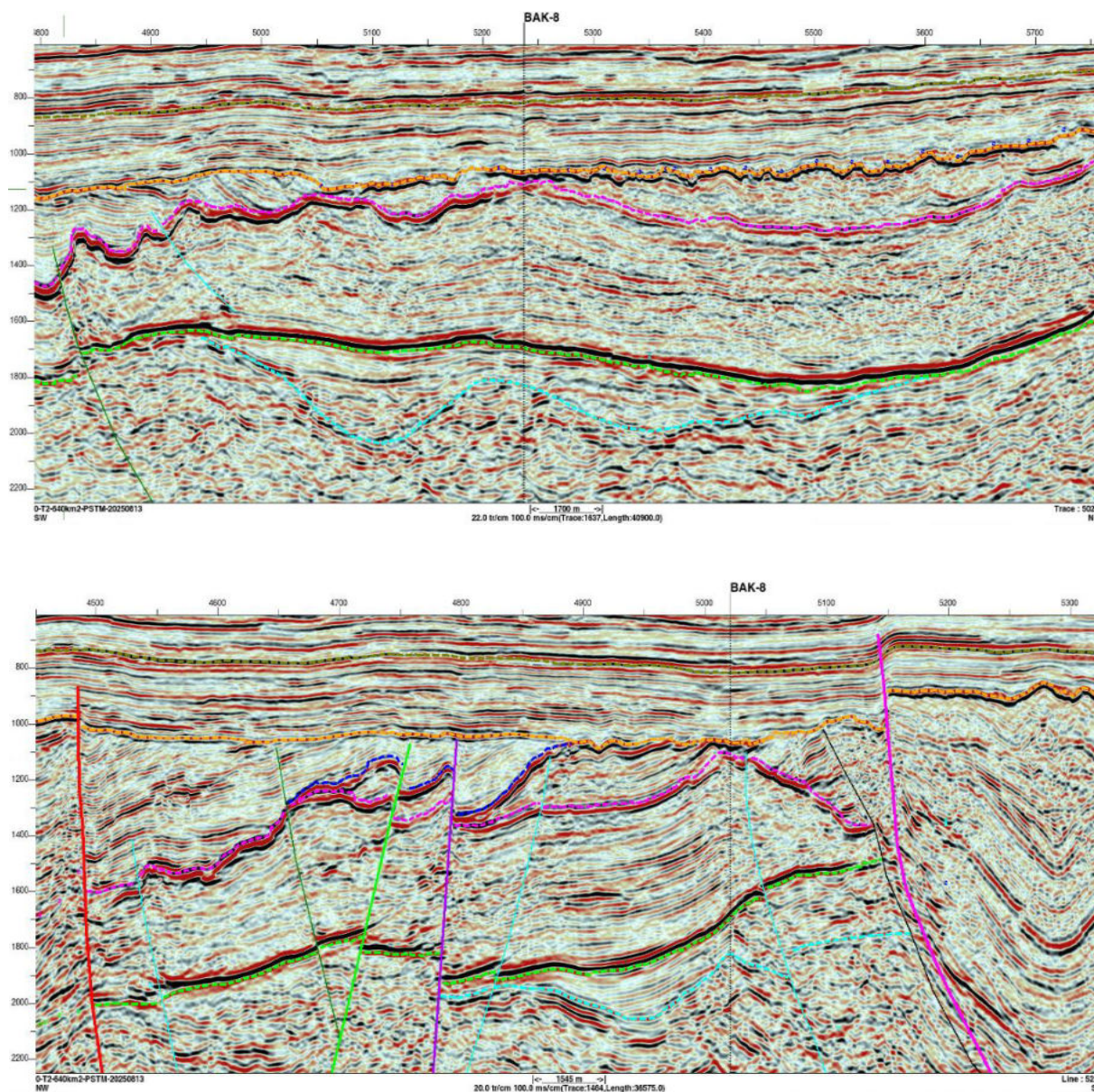


Рис. 5.3.3 - Схема расположения проектной скважины ВАК-8

#### 5.4. Геологические условия проводки скважин

На базе опыта бурения скважин на прилегающих месторождениях и, прежде всего, на месторождениях Такыр и Северная Трува, при соблюдении геолого-технических мероприятий возможно успешное безаварийное бурение и доведение поисковых скважин до проектных глубин и горизонтов.

Наиболее древними отложениями, установленными на площади работ, являются отложения нижнего карбона.

**Турнейский ярус – C<sub>1t</sub>** литологически породы сложены переслаивающимися темно-серыми, слабоизвестковистыми аргиллитами; серыми, мелко-, реже

среднезернистыми песчаниками, алевролитами, с тонкими прослойками известняков и углистым материалом.

**Визейский ярус –  $C_{1v}$**  сложен тонкими прослоями переслаивающихся сероцветных песчаников, алевролитов, аргиллитов, иногда встречаются прослои зеленовато-серых песчаников и глин. Отмечается косая и горизонтальная слоистость. Карбонатные верхневизейские отложения слагаются известняками белыми, светло-серыми, серыми, органогенно-обломочными, массивными, мелко-и, среднекристаллическими, крепкими, трещиноватыми, местами кавернозными, с зеркалами скольжения, с редкими глинистыми прослоями и отпечатками фауны.

**Серпуховский ярус –  $C_{1s}$**  литологически представлены известняками белыми, светло-серыми, часто мраморовидными, скрытокристаллическими, массивными, сливными, плотными, редко кавернозными. В верхней и нижней частях разрезов появляются прослои терригенных пород.

**Башкирский ярус –  $C_{2b}$**  отложения сложены известняками серыми, светло-серыми до белых, органогенными, массивными, местами в виде тонких плиточек, трещиноватыми, крепкими, местами со слабым запахом бензина и сероводорода, с включениями макрофауны, пирита, единичными прослойками темно-серого аргиллита.

**Московский ярус –  $C_{2m}$**  отложения представлены известняками светло-серыми, белыми, массивными, местами трещиноватыми, крепкими, с прослоями аргиллитов темно-серых с зеленоватым оттенком, известковистых.

В состав верхнемосковского подъяруса входят подольский и мячковский горизонты. При этом разрез подольского горизонта в пределах Жанажол-Восточно-Торткольского карбонатного массива сложен несколькими толщами различного литологического состава. Так, в северной части массива разрез подольского горизонта имеет трехчленное строение – в верхней и нижней части он сложен карбонатами, а в средней части – карбонатно-терригенными породами преобладанием терригенных отложений. Средняя часть разреза получила название «межкарбонатная терригенная толща». Нижняя карбонатная часть разреза подольского горизонта завершает разрез нижней карбонатной толщи (максимальная мощность КТ-II порядка 700 м в скв. Г-7 Восточный Тортколь), а с его верхней карбонатной части начинается верхняя карбонатная толща (КТ-I), в состав которой еще входят отложения мячковского горизонта, касимовского и гжельского ярусов верхнего отдела карбона. Эти две карбонатные толщи (КТ-II и КТ-I) в разрезах скважин разделены межкарбонатной терригенной толщей подольского горизонта (МКТ).

По результатам пробуренных скв.ВАК-1, 2, 3, 4, на толще КТ-I продуктивность УВ во многих скважинах не подтвердились, где при опробования в скв.ВАК-1,2,3,4 получена пластовая вода, а по толще КТ-II в скв.ВАК-2,3 получена нефть с водой.

В южной части карбонатного массива, в том числе на Терескенском блоке, нижняя карбонатная толща завершается породами нижнемосковского подъяруса, так как подольский горизонт здесь имеет двухчленное строение – межкарбонатную терригенную и верхнюю карбонатную части.

Межкарбонатная терригенная толща (МКТ) представлена, в основном, аргиллитами и песчаниками с прослоями известняков.

Межкарбонатная толща перекрывается преимущественно карбонатными отложениями, отличающимися от пород нижнего карбонатного комплекса значительным содержанием по всему разрезу терригенного материала.

Отложения верхнего карбонатного комплекса сложены известняками светло-серыми, серыми, местами коричневатыми, скрытокристаллическими, массивными, в ряде интервалов пористыми, кавернозными, доломитизированными, со стилолитами, макрофауной, прослоями аргиллитов темно-серых, зеленых, местами сильно перемятых.

В верхней части комплекса глинистые пачки имеют значительные мощности, литологический состав пород становится изменчивым, появляются доломиты и ангидриты.

Возраст верхней карбонатной части подольского горизонта установлен по характерному комплексу фораминифер в скважинах Г-1 и Г-3 Восточный Тортколь.

Позднемосковский возраст пород подтверждается конодонтами, остракодами, спорами и пыльцой. Подобными определениями установлен и мячковский горизонт.

Отложения **верхнего карбона С<sub>3</sub>** отмечаются эпизодически и представлены, в основном, карбонатами касимовского и гжельского ярусов.

Известняки светло-серые, скрытокристаллические, с прослоями темно-серых и зеленых глин.

В пределах рассматриваемого блока **нижний отдел перми Р<sub>1</sub>** представлен не в полном объеме. Скважинами вскрыты отложения ассельского, сакмарского и кунгурского ярусов.

**Ассельский ярус – Р<sub>1а</sub>** встречается два типа разреза, представленных карбонатными и терригенными породами.

Известняки светло-и, голубовато-серые, мраморовидные, скрытокристаллические, массивные, очень крепкие, с тонкими прослоями аргиллитов темно-зеленых и серых, участками перемятых, трещиноватых, трещины заполнены глинистым материалом.

Встречаются прослои песчаников серых, мелкозернистых, полимиктовых, алевролитов серых, мелкозернистых, тонкослоистых, плитчатых, доломитов темно-серых, трещиноватых.

Песчаники серые и буровато-серые, известково-полимиктовые, от мелко- до крупнозернистых, крепкие, массивные, иногда слоистые.

Аргиллиты темно-серые, черные, горизонтальнослоистые, преимущественно известковистые и алевролитистые.

**Сакмарский ярус – P<sub>1s</sub>** литологически разрез представлен аргиллитами, конгломератами. Аргиллиты темно-серые, алевролитистые, плотные, местами песчанистые, слабоизвестковистые, с прослоями песчаников. Конгломераты светло-серые, гальки состоят из обломков известняка.

**Аргинский ярус – P<sub>1ar</sub>** представлен грубообломочными породами с прослоями аргиллитов и алевролитов, которые поступали в бассейн по отдельным каналам.

**Кунгурский ярус – P<sub>1k</sub>** литологически породы представлены каменной солью, ангидритами, аргиллитами, песчаниками и алевролитами.

Каменная соль белая, серая, светло-серая, средне-крупнокристаллическая, массивная, плотная, крепкая с редкими включениями мелких обломков сульфатов и прослоями аргиллитов, песчаников.

Ангидриты белые, светло-серые, коричневатые, твердые, местами мягкие, глинистые, мелкокристаллические.

Аргиллиты темно-зеленовато-серые, коричневые, желтовато-коричневые, алевролитистые, плотные, известковистые, с включениями слюд и прослойками песчаников, известняков серых, темно-серых.

**Верхний отдел – P<sub>2</sub>** образования верхней перми лишь в нижней части представлены морскими и лагунными глинисто-карбонатными породами.

Верхняя, более мощная часть их разреза сложена красноцветными и пестроцветными, в основном континентальными, песчано-глинистыми породами.

Аргиллиты светло-коричневые, серые, коричневатые, плотные, алевролитистые, местами песчанистые, известковистые, твердые, местами рыхлые с включениями ангидрита и кварца.

**Нижнетриасовые отложения T<sub>1</sub>** на территории участка скважинами не вскрыты. По данным сейсморазведки, они залегают с угловым и эрозионным несогласием на крыльях куполов – на размытой поверхности отложений верхней перми и с размывом перекрыты отложениями нижней или средней юры. Предположительный состав: песчаники, пески, глины.

**Нижний отдел – J<sub>1</sub>** нижнеюрские отложения с угловым и стратиграфическим несогласием залегают на пестроцветных породах триаса, темно-серых породах нижней перми и нижнего карбона, выполняя неровности эрозионного рельефа. Литологически разрез нижнего отдела представлен лагунно-континентальными песчано-глинистыми породами. Пески светло-серые, олигомиктовые, кварцево-полевошпатовые, мелко- и среднезернистые, неслоистые, рыхлые с включением галек кварца и линзами песчаника. Глины серовато-белые, алевритистые, чистые, плотные с раковистым изломом и остатками растительности.

**Средний отдел – J<sub>2</sub>** среднеюрские отложения распространены исключительно широко и с эрозионным несогласием залегают на породах нижней юры, а на сводах соляных куполов – на кунгуре. Литологически породы среднего отдела представлены обычными лагунными осадками: частым чередованием глин, песков и песчаников. Пески и песчаники серые, серовато-желтые, серовато-зеленые, мелко- и среднезернистые, полимиктовые, зерна угловатые, кварцево-полевошпатовые, в различной степени глинистые, неслоистые, рыхлые, плотные, крепкие. Глины серые, буровато- и темно-серые, алевритистые, песчанистые, известковистые, неслоистые и косослоистые, плотные с включением обуглившихся растительных остатков и прослойками бурых углей.

**Верхний отдел – J<sub>3</sub>** отложения верхней юры на территории распространены повсеместно. Литологически верхнеюрские отложения представлены песками, глинами, мергелями. Пески зеленовато-серые, мелкозернистые, глауконитовые, полимиктовые с содержанием фауны. Глины зеленовато-серые, серые, алевритистые, известковистые, слоистые, плотные, с прослоями песчаников и известняков, с фауной и растительными остатками. Мергели светло-серые, алевритистые, плотные, крепкие с фауной.

**Нижний отдел - K<sub>1</sub>** - в состав нижнего отдела входят осадки валанжинского, готеривского, барремского, аптского и альбского ярусов. Породы валанжинского яруса часто бывают размытыми и поэтому готеривские отложения трансгрессивно залегают на породах верхнего или среднего отделов юрской системы. Литологически породы нижнего отдела представлены глинами, песками, песчаниками и алевролитами. Глины серовато-зеленые, зеленые, вишнево-красные, красно-коричневые пестроцветные, темно-серые, почти черные, серые, пепельно-серые, алевритистые, песчанистые, известковистые, местами не известковистые, неслоистые, местами слоистые, плотные, иногда аргиллитоподобные, с прослойками песка, песчаника, иногда с включениями растительного детрита и фауны. Пески серовато-зеленые, пестроцветные, темно-серые, серые, серовато- и буровато-желтые, полимиктовые, мелко- и среднезернистые, иногда крупнозернистые, глинистые, неслоистые, рыхлые. Песчаники серовато-зеленые, серые,

темно-серые, буровато-серые, мелко- и среднезернистые, полимиктовые, глинистые, известковистые, иногда с включениями фауны, пирита, слюды.

**Верхний отдел – К<sub>2</sub>** верхнемеловые осадки распространены по всей территории блока и вскрыты всеми пробуренными скважинами.

Литологически разрез представлен в нижней части песками желтовато-серыми, кварцевыми, гравийными, местами сцементированными окислами железа, содержат обломки фауны. Глины серые, алевритистые, известковистые, плотные с фауной. Мергели светло-серые, серые, алевритистые, плотные с включениями фосфоритов и с фауной. Мел белый, пичий, плотный с обломками фауны.

**Палеогеновая система – Р** отложения палеогена покровом закрывают территорию Терескенского блока, залегают несогласно на породах верхнего отдела меловой системы и, выявляются в разрезах пробуренных скважин. Разрез палеогена по каротажным диаграммам представлен глинистыми породами. По материалам детально изученных северных площадей породы палеогена представлены глинами зеленовато-серыми, жирными, с прослоями песчаника и включением фосфоритовой гальки.

**Четвертичная система – Q** наиболее широко развиты на рассматриваемой территории элювиально-делювиальные образования, которые представлены суглинками и супесями с включениями гальки, щебня и дресвы песчаников.

Разрез проектных скважин приведен в таблице 5.4.1.

**Таблица 5.4.1 - Разрез проектных независимых скважин**

Стратиграфия*	ВАК-6	ВАК-7	ВАК-8
C1t	1190	1091	1128

\*Приведены проектные значения глубины кровли стратиграфических подразделений

## 5.5. Характеристика промывочной жидкости

Промывочная жидкость должна обеспечивать успешную проводку скважины без осложнений и качественное вскрытие продуктивных горизонтов с максимально возможным сохранением естественной проницаемости пластов.

На данном блоке пробурены три скважины ВАК-1, ВАК-2, ВАК-3. Исходя из пластовых давлений и температур продуктивных горизонтов, опыта бурения скважин проектируются следующие параметры бурового раствора, приведенные в таблице 5.5.3.

**Таблица 5.5.1 - Характеристика промывочной жидкости проектных скважин**

Интервал, м	Тип пром. жидкости	Плотность г/см <sup>3</sup>	Вязкость, сек.	Водо-отдача см <sup>3</sup> /30мин.	Наименование Химреагентов
1	2	3	4	5	6
0-820	Полимерный	1,1-1,19-	35-45	10-12	Бентонит, Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> , NaOH, FA367, XY-27, JT-888, PAC R, LV, KCl
820-1200	Соленасыщен	1,18-1,36	50-55	5,5-7	Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> , NaOH, FA367, XY-27, JT-888,

	-ный КСІ полимерный				РАС R, LV, КСІ, SMP-II, NaCl, CaCO <sub>3</sub>
1200-2030	КСІ полимерный	1,13-1,18	50-55	3-4	Бентонит, Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> , NaOH, FA367, XY-27, JT-888, РАС R, LV, КСІ, SMP-II, CaCO <sub>3</sub> , ZnCO <sub>3</sub> , ХС

При разработке технического проекта на строительство скважин в параметры раствора рекомендуется заложить минимальную водоотдачу (3-4 см<sup>3</sup>). Бурение перспективной части разреза желательно вести на полимерхлоркалийевом растворе с минимально возможной плотностью.

## 5.6. Обоснование типовой конструкции скважин

Конструкция скважины должна обеспечить надежную проводку скважины, качественное вскрытие продуктивных горизонтов, противовыбросовую безопасность, проведение комплекса геофизических исследований и отбор керна. Учитывая опыт бурения, испытания и эксплуатации скважин на Терескен-II, а также с соседних площадей рекомендуется следующий вариант конструкции скважины:

Направление d=508мм x 0-50м;

Кондуктор d=339,7мм x 0-820;

Тех.колонна d=244,5м x 0-1200м;

Экс.колонна d=168,3мм x 0-1960м;

- Направление диаметром 508мм спускается на глубину 50м для предотвращения размыва верхних неустойчивых пород. Затрубное пространство цементируется до устья.
- Кондуктор диаметром 339,7мм спускается на глубину 820м для перекрытия юрско-меловых и триасовых отложений. С подъемом цемента до устья.
- Техническая колонна диаметром 244,5мм спускается на глубину 1200м для перекрытия пермских отложений. Башмак промежуточной колонны устанавливается у подошвы ассельско-сакмарских отложений. Цементный раствор поднимается до устья.
- Эксплуатационная колонна диаметром 168,3 мм спускается на глубину 2030м для изоляции подсолевых продуктивных горизонтов друг от друга, и их испытания, и опробования. Эксплуатационную колонну рекомендуется цементировать с подъемом цемента до устья.

Рекомендуемая конструкция скважин приведена в таблице 5.6.1.

**Таблица 5.6.1 - Рекомендуемая конструкция для проектных поисковых скважин ВАК-6**

Наименование колонны	Диаметр, мм	Глубина спуска, м	Высота подъема цемента	Марка стали
Направление	508	0-50	до устья	К-55
Кондуктор	339,7	0-820	до устья	G-55
Техническая колонна	244,5	0-1200	до устья	T-95
Эксплуатационная колонна	168,3	0-1960	до устья	T-95

**Примечание:** \*-глубина спуска эксплуатационной колонны зависит от залегания продуктивного пласта согласно «Правилам обеспечения промышленной безопасности в нефтегазодобывающей отрасли» допускается +/- 250 м.

При выборе буровой установки необходимо руководствоваться следующими критериями:

- грузоподъемность (учитывается вес самой тяжелой колонны, применяемой при строительстве скважины плюс 40% запас)
- обеспечение трёхступенчатой очистки раствора
- мобильность

Технология бурения скважин более подробно будет изложена в Техническом проекте на строительство скважин. Окончательные решения по конструкции проектных скважин, типу и компонентному составу бурового раствора, технологии цементирования и высоте подъема цемента за колоннами, а также методу освоения будут приняты при разработке технического проекта на строительство скважин.

## 5.7. Оборудование устья скважин

Для успешной проводки скважин и предотвращения открытого фонтанирования после спуска кондуктора 339,7мм, технической колонны 339,7мм и эксплуатационной колонны 244,5мм на устье скважин устанавливается превентор. Ниже приводится рекомендуемое ПВО (таблица 5.7.1).

Конкретное применение их на проектируемых скважинах решается в Техническом проекте на строительство скважин.

Таблица 5.7.1 - Спецификация устьевого и противовыбросового оборудования (ПВО)

Обсадная колонна		Номер схемы обвязки ПВО	Типоразмер, шифр или название устанавливаемого устьевого и ПВО оборудования	ГОСТ, ОСТ, МРТУ, ТУ, МУ и т. д. на изготовление	Коли- чество, шт.	Допусти- мое рабочее давление, МПа
номер в порядке спуска	название					
1	2	3	6	7	8	9
2	Кондуктор	32	ОП 32-350/80х35	ГОСТ 13862-2003	1	35,0
			ПУГ-350х35		1	35,0
			ППГ-350-35		1	35,0
			ОКК2-35-178х245х340		1	35,0

## 5.8 Рекомендуемый комплекс геолого-геофизических исследований в проектных скважинах

### 5.8.1 Отбор керна и шлама в проектных скважинах

Интервалы отбора керна запроектированы с учетом изученности разреза исследуемых структур и в соответствии с методическими указаниями по оптимизации условий отбора керна и количества изучаемых образцов. Проектом определены ориентировочные интервалы отбора керна из перспективных интервалов разреза, которые

будут корректированы в процессе бурения скважин. Отбор керна производится из перспективных интервалов разреза, а также при проявлениях прямых признаков нефти и газа по данным газового каротажа и по шламу в процессе бурения – и в других изначально не предусмотренных участках разреза. Также в случае необходимости предусмотрен отбор забойного керна.

Вынос керна планируется не менее 100% от каждого долбления с отбором керна. Консервация керна осуществляется разрезанием фиброглассовых грунтоносов длиной по 1 метру и перед закрытием обоих концов, керн из перспективных интервалов должен быть кратко описан, по концам снабжен этикетками, на которых указывается площадь, номер скважины, номер образца, интервал отбора.

Полное описание образцов осуществляется в лабораторных условиях.

Отбор шлама начинается с глубины башмака технической колонны и продолжается через каждые 5 м проходки, а в случае проявления признаков углеводородов отбор шлама необходимо производить через каждый 1м проходки скважины. Отобранный шлам должен быть изучен через микроскоп, ЛБА и описан на месте. Образцы шлама промываются, высушиваются, складываются в бумажные пакеты, снабжаются этикетками и хранятся наравне с образцами керна. При взятии образцов шлама следует отмечать глубину, соответствующую положению забоя скважины. Шлам описывается в том же порядке и с той же степенью детальности, что и керн, и заносится в геологический журнал. По шламу определяют литологический состав, наличие углеводородов.

В процессе бурения ведется тщательное наблюдение за нефтегазопоявлениями – появлением пленок нефти или пузырьков газа в восходящем потоке бурового раствора.

При испытании продуктивных горизонтов, в случае получения промышленных притоков нефти и газа производится отбор проб флюидов на физико-химический анализ, а также отбирается проба воды при водопоявлениях в процессе испытания.

Предполагаемые интервалы отбора керна и шлама из проектируемой независимой скважины приведены в таблицах 5.8.1.

**Таблица 5.8.1 – Рекомендуемый интервал отбора керна и шлама по проектируемым скважинам**

Скв	Интервал отбора керна, м	Продуктивная толща	Проходка с отбором керна, м	Планируемый вынос керна	Отбор шлама
ВАК-6	1440-1550 1840-1950	C <sub>1</sub> t	27	Не менее 95-100%	Отбор шлама будет производиться из всех скважин после спуска 244,5 мм технической колонны
ВАК-7	1091-1109	C <sub>1</sub> t	18		
ВАК-8	1128-1146	C <sub>1</sub> t	18		

**Примечание:** Отбор керна производится из перспективных интервалов разреза, а также при проявлениях прямых признаков нефти и газа по данным газового каротажа и по шламу в процессе бурения – и в других изначально не

предусмотренных участках разреза. Также в случае необходимости предусмотрен отбор забойного керна.

### 5.8.2. Геофизические и геохимические исследования

Материалы ГИС являются основным видом геологической документации разрезов скважин и вместе с результатами исследования керна и шлама, результатами испытания пластов, пластовых флюидов должны обеспечить всестороннее изучение геологического разреза.

В разрезе проектной скважины выделены интервалы, требующие различной детальности исследований - общие, детальные, специальные.

Общие исследования независимо от категории скважины должны решать следующие задачи:

- выделение стратиграфических реперов,
- расчленение разреза на литолого-стратиграфические комплексы (терригенный, карбогатный, хемогенный и т. д.);
- расчленение разреза на пласты, их привязку по глубине и абсолютным отметкам;
- определение характера насыщения пород;
- корреляцию разрезов скважин внутри структур и межплощадную;
- привязку интервалов отбора керна по глубине;
- привязку интервалов опробования и перфорации по глубине;
- информационное обеспечение сейсморазведки;
- определение пространственного положения и технического состояния скважин

Общие исследования выполняются по всему стволу от устья до забоя.

Этапы, интервалы и объёмы общих исследований закладываются в проектах на строительство скважин. Промежуточные исследования проводятся после разбуривания интервалов, намеченных под спуск кондуктора, промежуточных колонн и т. д.), и включают в надсолевой части разреза: стандартный электрический каротаж (КС) – измерение кажущегося удельного сопротивления пород кровельным и подошвенным градиент-зондами (M0,5N2A и A2M0,5N) с одновременным измерением самопроизвольного потенциала (ПС) и диаметра скважины (ДС); боковой каротаж (БК), индукционный каротаж (ИК), ГК (естественная радиоактивность), НГК (вторичное гамма-излучение), время пробега упругой волны (АК), резистивиметрию, термометрию, инклинометрию. При каротаже надсолевой части разреза можно использовать аппаратуру российских производителей.

Интервал хемогенных отложений предлагается исследовать каротажем в процессе бурения, можно ограничиться методом ГК.

Детальные исследования выполняются в неизученной или малоизученной части разреза и в интервалах предполагаемой продуктивности. В поисковых скважинах на изучаемых участках - это подсолевая часть разреза.

Комплекс детальных исследований наряду с другими видами исследований (керновые данные, опробование, испытание и др.) должны обеспечить:

- расчленение изучаемого разреза на пласты толщиной до 0,4 м, их привязку по глубине и абсолютным отметкам;
- детальную литологическую оценку и определение литотипа пород;
- выделение коллекторов и оценку типа ёмкостного пространства ;
- оценку фильтрационных свойств;
- разделение пластов по характеру насыщения и количественную оценку флюидонасыщения;
- определение положения межфлюидных контактов.

При детальных исследованиях подсолевой части разреза комплекс ГИС должен включать БК – многозондовый, МБК, ГК, спектральный гамма-каротаж (СГК с выделением Th, K,U), компенсированный нейтронный каротаж (КНК), плотностной гамма-гамма каротаж (ГГКП), время пробега упругой волны (АК), кавернометрию-профилеметрию, резистивиметрию, термометрию, инклинометрию.

В таблице 5.8.2 приведен рекомендуемый комплекс общих и детальных промыслово-геофизических исследований в открытом стволе проектируемой скважины.

**Таблица 5.8.2 - Комплекс ГИС в проектируемых поисковых скважинах**

Наименование работ		Интервал записи, м
1	ГК—СГК (К, U, Th, KTh), НГК, многозондовый БК, ПС, ВИКИЗ, АК, Термометрия, Профилеметрия, Инклинометрия,	50-820
	АКЦ	0-820
2	ГК—СГК (К, U, Th, KTh), НГК, ГГК, многозондовый БК, ВИКИЗ, ПС, АК, Профилеметрия, Инклинометрия, Термометрия,	820-1200
	АКЦ	0-1200
	ГК—СГК (К, U, Th, KTh), ННК, ГГКп, многозондовый БК, ВИКИЗ, ПС, МКЗ, АК, Профилеметрия, Инклинометрия, Термометрия, спец.методы (FMI, ЯМР)	1200-2030
	АКЦ	0-2030

**Примечание:**

1. Комплекс геолого-геофизических исследований в скважине будет корректироваться.
2. В зависимости от конструкции проектируемых скважин интервалы замера будут меняться.

В интервале детальных исследований - от подошвы соли до забоя следует выполнить геолого-технологические исследования (ГТИ), включающие геологические исследования (анализ шлама), газовый каротаж (изучение газовой смеси в выходящей из

скважины промывочной жидкости) и контроль параметров бурения и бурового оборудования.

При проведении ГИС не исключать возможность исследований длинными зондами БКЗ, для уменьшения технологических потерь.

Для контроля пространственного положения ствола следует выполнять инклинометрию по мере углубления скважин. Расстояния между точками отсчёта прибором не должно превышать 20-25 м при вертикальном стволе и уменьшаться до 3-5 м в наклонной скважине.

По завершению строительства скважины для оценки целостности обсадной колонны, качества цементирования и герметичности затрубного пространства выполняется комплекс ГИС, состоящий из ГК, локатора муфт (ЛМ), акустической цементометрии (АКЦ).

### **5.8.3 Опробование и испытание перспективных горизонтов**

Основной целью бурения проектируемых поисковых скважин на изучаемых структурах является изучение геологического строения и выявления перспектив нефтегазоносности подсоловых отложений. Вскрытие продуктивных горизонтов в каменноугольных отложениях в процессе бурения производится при параметрах промывочной жидкости, соответствующих геологическим условиям и максимально снижающим неблагоприятные последствия загрязнения шламом призабойной части ствола, кольматации коллекторов, затрудняющих и осложняющих испытание пластов на продуктивность.

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

В проектной скважине планируется испытать 3 объекта: два в отложениях турнея и одна в отложениях девона. Однако количество таких объектов и конкретные интервалы их опробования в эксплуатационной колонне будут уточнены по данным ГИС и включены в план опробования. После спуска и цементирования эксплуатационной колонны производится оборудование устья скважины фонтанной арматурой в соответствии с типовой схемой обвязки устья скважин при освоении (сепаратор, замерные и нефтесборные емкости, факел и т.д.). Проверка эксплуатационной и технической колонн на герметичность производится двумя методами:

- Опрессовкой водой и воздухом;

- Снижением уровня жидкости в колонне на  $2/3$  глубины скважины.

В процессе испытания продуктивных горизонтов производится полный комплекс исследований, характеризующих производительность скважин 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 скважин.

В зависимости от характера притока пластовых флюидов применяются фонтанный метод исследования или метод прослеживания уровня:

- В фонтанирующих скважинах после очистки забоя и ствола скважины и стабилизации притока, и устьевых давлений, скважина закрывается на восстановление пластового давления и замеряется начальное пластовое давление.

- Замер дебитов нефти и газа, изменение устьевых и забойных давлений на различных режимах будут фиксироваться забойными манометрами. В процессе испытания отбираются поверхностные пробы флюидов с целью определения физико-химических свойств, количества механических примесей и процентного содержания воды. Для исследования нефти в пластовых условиях, с целью определения давления насыщения нефтяных залежей газом и газосодержания, отбираются глубинные пробы нефти из работающих горизонтов. Исследование объекта завершается снятием пластового давления и не менее 24 часового его восстановления. Исследование профиля притока нефти и газа производится по дополнительному плану.

Для полноценного исследования объекта должны быть определены:

- дебит нефти, газа, воды на каждом режиме;
- забойное давление на всех режимах;
- устьевое давление (буферное и затрубное) на всех режимах;
- начальное и конечное пластовое давление;
- пластовая температура.

Предполагаемые интервалы испытания продуктивных горизонтов поисковых независимых скважин приведены в таблицах 5.8.3.

**Таблица 5.8.3 - Рекомендуемые интервалы испытания в эксплуатационной колонне**

№№ скв.	Интервалы испытания, м	Продуктивная толща	Способ вскрытия, количество отверстий на 1 пог/м
ВАК-6	1440-1550	C <sub>1t</sub>	Перфоратором SQ-114 зарядами SDP44RDX38-1 16 отверстий на 1 пог/м
	1840-1950		
ВАК-7	1091-1151	C <sub>1t</sub>	
ВАК-8	1128-1186	C <sub>1t</sub>	

**Примечание:** Возможные перспективные интервалы будут уточняться по комплексу ГИС в процессе бурения и по завершению бурения, и как следствие будет уточнено количество объектов опробования.

#### 5.8.4. Лабораторные исследования

Отбор глубинных и устьевых проб пластовых флюидов необходимо проводить во всех испытанных объектах.

В целях изучения фильтрационно-емкостных свойств образцов пород, установления петрофизической основы для интерпретации материалов ГИС, изучения физико-химических свойств пластовых флюидов, проектом предусматривается комплекс лабораторных исследований. В таблице 5.8.4. приведены виды лабораторных исследований в проектируемой скважине.

**Таблица 5.8.4 - Виды лабораторных исследований**

№ № пп.	Наименование	Ед. измерения	Количество
1	Определение ФЕС	образец	100
2	Определение гранулометрического состава и карбонатности пород	образец	50
3	Литолого-петрографические исследования	образец	10
4	XRD (минералогический состав породы и глин)	образец	5
5	Люминисцентно-битуминологические исследования	образец	10
6	Параметр пористости	образец	60
7	Параметр насыщения	образец	60
8	Специальные исследования керна (капиллярметрия, вытеснение нефти водой, газом и т.п.)	образец	20
9	Анализ поверхностной пробы нефти	проба	6
10	Анализ глубинных проб нефти	проба	3
11	Анализ глубинных проб пластовой воды	проба	2
12	Анализ поверхностной пробы пластовой воды	проба	2
13	Анализ углеводородного состава газа	проба	3

## 6. ПОПУТНЫЕ ПОИСКИ

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

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

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

Также рекомендуется изучение попутных вод для хозяйственного и технического водоснабжения.

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

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

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

Относительно повышенной радиоактивности в разрезе скважин обладают глинистые, углефицированные породы юрско-триасовых и нижнепермских отложений.

## 7. ОБРАБОТКА РЕЗУЛЬТАТОВ ПОИСКОВ

В процессе бурения поисковых скважин геологической службой АО «СНПС-Актобемунайгаз» должна систематизироваться информация об условиях проводки скважины, о проходке с отбором керна и его линейном выносе, о проведенных опробованиях и комплексах ГИС с дальнейшим отражением всех этих данных в квартальных и годовых отчетах.

Первичная геологическая документация по бурению ведется в соответствии с унифицированными формами, едиными для всех организаций, ведущих геологические работы.

В деле скважины должны быть акты, фиксирующие не только геологические факты, но и случаи аварии технического и технологического характера.

При достижении скважинами перспективных горизонтов, в случае необходимости проводится корректировка интервалов отбора керна с привлечением материалов ГИС. При вскрытии проектного горизонта необходимо участие геологической службы в решении вопросов по проведению опробований и испытаний.

Во время бурения скважин ведется обработка первичных геолого-геофизических материалов. По их данным должны быть оперативно построены графические материалы (структурные карты, геолого-геофизические профили, корреляционные схемы и т. д.).

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

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

## **8. ЛИКВИДАЦИИ И КОНСЕРВАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ ПО УГЛЕВОДОРОДАМ**

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

После окончания периода разведки, недропользователь обязан произвести консервацию и (или) ликвидацию технологических объектов промысла, направленную на обеспечение промышленной безопасности, охрану недр и окружающей среды, безопасности жизни и здоровья людей.

Разработка проектных технологических и технических решений по ликвидации скважин на Разведочном Блоке АО «СНПС-Актобемунайгаз» направлена на обеспечение промышленной безопасности, охрану недр и окружающей природной среды, безопасности жизни и здоровья людей.

Разработку проектных технологических и технических решений по консервации и(или) ликвидации нефтепромысловых объектов необходимо осуществлять согласно действующих Правил консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана, утвержденных в соответствии с пунктом 1 статьи 126 и пунктом 1 статьи 177 Кодекса РК от 27 декабря 2017 года «О недрах и недропользовании».

### **8.1. Технологические и технические решения по ликвидации скважины**

Ликвидация скважин на Разведочном Блоке разработана без отворота и извлечения частей колонн, т.к. все они по проекту зацементированы до устья.

Планами работ на установку изоляционно-ликвидационных мостов при переходе к вышележащим объектам необходимо предусматривать выполнение проектных решений, разработать меры по предупреждению поглощений и других осложнений, меры по предупреждению аварий при производстве работ.

Техническим решением для ликвидации скважины принимается метод установки цементных мостов с учетом горно-геологических особенностей разреза.

Высота цементных мостов и места их установки в скважине определены в соответствии с типовым проектом проведения изоляционно-ликвидационных работ по ликвидации скважин, отвечающем всем требованиям законодательных актов по недропользованию.

В процессе испытания скважины в эксплуатационной колонне должен соблюдаться принцип последовательности проведения работ по перфорации и испытанию каждого объекта снизу-вверх с обязательной установкой изоляционно-ликвидационных цементных мостов. При малом расстоянии между объектами предусматривается установка разобцающих изоляционных мостов с применением взрывпакеров.

В соответствии с существующими Правилами безопасности перед началом работ по установке изоляционно-ликвидационных мостов скважина должна быть заполнена буровым раствором с плотностью, позволяющей создать давление на 15% превышающее пластовое.

## 8.2. Рассматриваемые варианты ликвидации скважины

*Вариант 1.* Скважина доведена до проектной глубины, спущена эксплуатационная колонна диаметром 168,3мм, произведено испытание, получены промышленные притоки углеводородов - в этом случае скважина консервируется на период работ по обустройству, а после расконсервации переводится в категорию добывающих. После истощения промышленных запасов углеводородов скважина подлежит ликвидации, как достигшая нижнего предела дебитов, установленных технологической схемой разработки или инструкцией по обоснованию нижнего предела рентабельности эксплуатационных скважин, разработанной и утвержденной в установленном порядке.

*Вариант 2.* Скважина доведена до проектной глубины, по результатам испытаний проектных нефтегазоносных горизонтов в открытом стволе оказалась в неблагоприятных геологических условиях (отсутствуют нефтегазонасыщенные коллекторы) в этом случае скважина подлежит ликвидации без спуска эксплуатационной колонной по геологическим причинам.

Установка ликвидационных цементных мостов при спущенной эксплуатационной колонне, а также без нее:

- против интервала залегания продуктивного горизонта, при этом высота цементного моста над верхней границей должна быть не менее 20 м;
- в интервале башмака последней промежуточной колонны должен устанавливаться цементный мост высотой не менее 20 м.

## 8.3. Сводный расчет суммы ликвидации последствий недропользования

В настоящей главе рассчитаны суммы затрат на ликвидацию проектных поисковых скважин.

Стоимость ликвидации представлена в соответствии с сметными расчетами, в которых минимальные стоимости ликвидации учтены на основании предоставленных расценок буровых подрядных компаний (текст.прил. 7-8).

Иных, каких-либо других постоянных объектов недропользования на контрактной территории не имеется.

Общая сметная стоимость ликвидации скважин на контрактной территории приведена в таблице 8.3.1.

**Таблица 8.3.1 - Расчет стоимости ликвидации скважин**

№ п/п	Наименование глав, объектов, работ и затрат	Сметная стоимость одной скважины, тыс. тенге*
1	2	3
1	Установка ликвидационного цементного моста на скв. ВАК-1	13 398,80
2	Установка ликвидационного цементного моста на скв. ВАК-2	13 355,09
3	Установка ликвидационного цементного моста на скв. ВАК-3	13 641,09
4	Установка ликвидационного цементного моста на скв. ВАК-4	13 576,57
5	Установка ликвидационного цементного моста на скв. ВАК-5	17 679,12
6	Установка ликвидационного цементного моста на скв. ВАК-6	18 363,65
7	Установка ликвидационного цементного моста на скв. ВАК-7	13576,57
8	Установка ликвидационного цементного моста на скв. ВАК-8	13 576,57
	Всего:	<b>117 167,46</b>

\*на момент проведения ликвидационных работ стоимость может изменяться

Таким образом общая сумма затрат по ликвидации последствий деятельности разведки по углеводородам на территории блока Терескен-2 в соответствии с данным проектным документом составит **117 167 460 тенге**, при этом 92 000 000 тенге уже внесены на специальный ликвидационный фонд (Договор условного банковского вклада в рамках операций по недропользованию №0201/22/69 от 13.01.2022г).

## 9 ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ

### 9.1 Оценка воздействия на атмосферный воздух

#### 9.1.1 Климатическая характеристика

Климат района резко континентальный с жарким сухим летом, продолжительной холодной зимой, с большими суточными и сезонными колебаниями температуры воздуха. Самое холодное время года — январь и февраль, когда температура опускается до -30-35°C. Зимой наблюдается продолжительный период морозной погоды, который начинается примерно в середине декабря. Период морозной погоды продолжается до середины марта. Лето сухое, жаркое, безоблачное и продолжительное, температура поднимается до +30+40°C. Солнечное сияние летом продолжается от 10 до 12 часов в сутки, зимой соответственно 5-6 часов. За год составляет 2600-2700 часов. Устойчивый переход температуры через +15°C (условное начало лета) наступает во второй половине первой декады мая, а осенью этот переход совершается в середине сентября. Средняя температура летних месяцев составляет + 22+24°C. Безморозный период длится 165-170 дней. В последней декаде сентября возможны умеренные заморозки как воздуха, так и почвы. Отмечаются морозные погоды при температуре воздуха ниже -25 и ветре более 6 м/с. В особо морозные зимы температура опускается до -40°C.

По данным РГП «Казгидромет» климатические характеристики для Байганинского района Актюбинской области представлены по данным наблюдений на близлежащей метеорологической станции Караулкелды на 2024г.

**Таблица 9.1.1.1 – Метеорологические данные**

Коэффициент, зависящий от стратификации атмосферы, А	200
Коэффициент рельефа местности, η	1,0
Средняя минимальная температура воздуха самого холодного месяца	-12,7 градуса мороза
Средняя максимальная температура воздуха самого жаркого месяца	+31,1 градуса тепла
Количество выпавших осадков за год	264,6 мм
Количество осадков за холодный период года (с XI по III)	128,1 мм
Количество осадков за теплый период года (с IV по X)	136,5 мм
Средний скорость ветра	3,4 м/с

**Таблица 9.1.1.2- Средняя месячная и годовая температура воздуха (°С)**

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
-10,2	-8,8	-2,3	14,9	14,6	24,8	24,6	22,8	16,9	8,3	0,2	-6,0

**Таблица 9.1.1.3 - Средняя годовая повторяемость (%) направлений ветра и штилей**

С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ
7	16	16	14	8	11	17	11

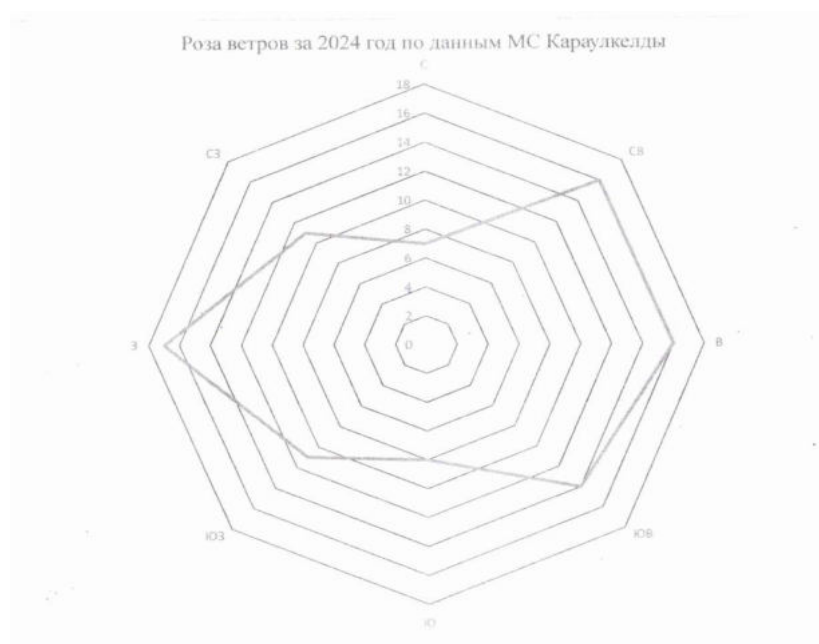


Рис. 9.1.1.1 – Роза ветров

### 9.1.2 Характеристика источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Настоящий подраздел выполнен на основе сметно-экономических расчетов и исходных данных.

Целью настоящего «Дополнение №3 к Проекту разведочных работ по поиску углеводородов на блоке Терескен-2 Актюбинской области Республики Казахстан» является наметить и определить основные этапы производства работ в процессе недропользования в рамках контрактных условий и, на основании этого, разработать методы и действия по сворачиванию производства на данном конкретном участке.

#### **Предварительные стационарными источниками загрязнения атмосферного воздуха при бурении ВАК - 6**

##### **Организованные источники:**

- Дизель генератор САТ-3512
- Дизель генератор САТ-3512
- Цементировочный агрегат ЦА-700
- Резервуар для хранения дизтоплива
- Паровой котел WNS-2-1.25-У
- ДЭС

##### **Неорганизованные источники:**

- Подготовка площадки

### **Характеристика источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при испытании (эксплуатации) скважины ВАК-6**

#### **Организованные источники:**

- Дизель генератор силового устройства XJ-550;
- Емкость для хранения нефти  $V=50\text{м}^3$
- Емкость для хранения нефти  $V=50\text{м}^3$
- Емкость для хранения нефти  $V=50\text{м}^3$
- Емкость для хранения нефти  $V=50\text{м}^3$
- Насосная установка для перекачки нефти ЦА-320;
- Емкость для хранения дизтоплива
- ДЭС
- Факельная установка
- ПРС (Лебедочный блок)
- Дизельный генератор азотной установки компрессора №1 (CAT- 3412) - 10 сут
- Дизельный генератор Нагнетатель №1 (CAT-C10) - 10 сут.
- Дизельный генератор азотной установки компрессора №2 (CAT-3456) - 10 сут
- Дизельный генератор Нагнетатель №2 (CAT- 3306) - 10 сут.
- Установка с гибкими НКТ (Mercedes-Benz ACTROS 3344) - 7 суток

#### **Неорганизованные источники:**

- Фонтанная арматура
- Нефтегазосепаратор
- Блок манифольд
- ПРС (Лубрикаторы марки "35 МПа")

### **Предварительные стационарными источниками загрязнения атмосферного воздуха при бурении ВАК - 7**

#### **Организованные источники:**

- Дизель генератор CAT-3512
- Дизель генератор CAT-3512
- Цементировочный агрегат ЦА-700
- Резервуар для хранения дизтоплива
- Паровой котел WNS-2-1.25-У
- ДЭС

**Неорганизованные источники:**

- Подготовка площадки

**Характеристика источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при испытании (эксплуатации) скважины ВАК-7****Организованные источники:**

- Дизель генератор силового устройства XJ-550;
- Емкость для хранения нефти  $V=50\text{м}^3$
- Емкость для хранения нефти  $V=50\text{м}^3$
- Емкость для хранения нефти  $V=50\text{м}^3$
- Емкость для хранения нефти  $V=50\text{м}^3$
- Насосная установка для перекачки нефти ЦА-320;
- Емкость для хранения дизтоплива
- ДЭС
- Факельная установка
- ПРС (Лебедочный блок)
- Дизельный генератор азотной установки компрессора №1 (CAT- 3412) - 10

сут

- Дизельный генератор Нагнетатель №1 (CAT- C10) - 10 сут.
- Дизельный генератор азотной установки компрессора №2 (CAT-3456) - 10

сут

- Дизельный генератор Нагнетатель №2 (CAT- 3306) - 10 сут.
- Установка с гибкими НКТ (Mercedes-Benz ACTROS 3344) - 7 суток

**Неорганизованные источники:**

- Фонтанная арматура
- Нефтегазосепаратор
- Блок манифольд
- ПРС (Лубрикаторы марки "35 МПа")

**Предварительные стационарными источниками загрязнения атмосферного воздуха при бурении ВАК - 8****Организованные источники:**

- Дизель генератор CAT-3512
- Дизель генератор CAT-3512
- Цементировочный агрегат ЦА-700

- Резервуар для хранения дизтоплива
- Паровой котел WNS-2-1.25-У
- ДЭС

**Неорганизованные источники:**

- Подготовка площадки

**Характеристика источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при испытании (эксплуатации) скважины ВАК-8****Организованные источники:**

- Дизель генератор силового устройства XJ-550;
- Емкость для хранения нефти  $V=50\text{м}^3$
- Емкость для хранения нефти  $V=50\text{м}^3$
- Емкость для хранения нефти  $V=50\text{м}^3$
- Емкость для хранения нефти  $V=50\text{м}^3$
- Насосная установка для перекачки нефти ЦА-320;
- Емкость для хранения дизтоплива
- ДЭС
- Факельная установка
- ПРС (Лебедочный блок)
- Дизельный генератор азотной установки компрессора №1 (CAT- 3412) - 10 сут
- Дизельный генератор Нагнетатель №1 (CAT- C10) - 10 сут.
- Дизельный генератор азотной установки компрессора №2 (CAT-3456) - 10 сут
- Дизельный генератор Нагнетатель №2 (CAT-3306) - 10 сут.
- Установка с гибкими НКТ (Mercedes-Benz ACTROS 3344) - 7 суток

**Неорганизованные источники:**

- Фонтанная арматура
- Нефтегазосепаратор
- Блок манифольд
- ПРС (Лубрикаторы марки "35 МПа")

Основными загрязняющими веществами атмосферу при проведении работ будут газообразные вещества, выделяемые при работе двигателей применяемой техники и

автомобильного транспорта. Также при проведении планировочных земляных работ в атмосферу выделяется пыль неорганическая с содержанием SiO<sub>2</sub> (20-70%).

Общий перечень загрязняющих веществ, присутствующих в выбросах в атмосферу при разведке представлен в таблице 9.1.2.1 – 9.1.2.7.

Таблица 9.1.2.1 Перечень загрязняющих веществ при строительстве скважины ВАК-6

ЭРА v3.0 АО "СНПС-Актобемунайгаз"

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу  
на период строительства

Блок Терескен-2, Строительство скважины ВАК-6

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м <sup>3</sup>	ПДК максимальная разовая, мг/м <sup>3</sup>	ПДК среднесуточная, мг/м <sup>3</sup>	ОБУВ, мг/м <sup>3</sup>	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год (М)	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0.2	0.04		2	5.1509561965	20.740107925	518.502698
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0.4	0.06		3	0.834946666	3.304184	55.0697333
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0.15	0.05		3	0.284444445	1.11376	22.2752
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0.5	0.05		3	1.023691112	4.8508	97.016
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0.008			2	0.000009772	0.0000058604	0.00073255
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	4.125094445	17.59258	5.86419333
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)			0.000001		1	0.000008314	0.000032984	32.984
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0.05	0.01		2	0.077422222	0.294148	29.4148
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)		1			4	1.864980228	7.3129671396	7.31296714
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)		0.3	0.1		3	2.1591	5.5821	55.821
	В С Е Г О :						15.5206534005	60.790685909	824.261324

Примечания: 1. В колонке 9: "М" - выброс ЗВ, т/год; при отсутствии ЭНК используется ПДКс.с. или (при отсутствии ПДКс.с.) ПДКм.р. или (при отсутствии ПДКм.р.) ОБУВ  
2. Способ сортировки: по возрастанию кода ЗВ (колонка 1)

Таблица 9.1.2.2 Перечень загрязняющих веществ при испытание 1-го объекта скважины ВАК-6

ЭРА v3.0 АО "СНПС-Актобемунайгаз"

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу  
на период испытания

Блок Терескен-2, Испытание 1-го объекта скважины ВАК-6

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м <sup>3</sup>	ПДК максимальная разовая, мг/м <sup>3</sup>	ПДК среднесуточная, мг/м <sup>3</sup>	ОБУВ, мг/м <sup>3</sup>	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год (М)	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0.2	0.04		2	9.3478223	5.721050211	143.026255
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0.4	0.06		3	1.519021125	0.929670659	15.494511
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0.15	0.05		3	0.877907473	3.058288509	61.1657702
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0.5	0.05		3	4.83271997535	24.7450905292	494.901811
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0.008			2	0.00488890098	0.02789690872	3.48711359
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	10.835741396	31.04932509	10.349775
0410	Метан (727*)				50		0.094129646	0.731952127	0.01463904
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)				50		2.13133	0.21676792	0.00433536
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)				30		0.8051	0.34287526	0.01142918
0602	Бензол (64)		0.3	0.1		2	0.010264	0.0004936	0.004936
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)		0.2			3	0.003224	0.0001552	0.000776
0621	Метилбензол (349)		0.6			3	0.006452	0.0003104	0.00051733
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)			0.000001		1	0.000014343	0.000003703	3.703
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0.05	0.01		2	0.134555555	0.03337	3.337
2754	Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)		1			4	3.296804672	1.6958326448	1.69583264
	В С Е Г О :						33.8999753863	68.5530827617	737.197701

Примечания: 1. В колонке 9: "М" - выброс ЗВ, т/год; при отсутствии ЭНК используется ПДКс.с. или (при отсутствии ПДКс.с.) ПДКм.р. или (при отсутствии ПДКм.р.) ОБУВ

2. Способ сортировки: по возрастанию кода ЗВ (колонка 1)

Таблица 9.1.2.3 Перечень загрязняющих веществ при испытание 2-го объекта скважины ВАК-6

ЭРА v3.0 АО "СНПС-Актобемунайгаз"

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу  
на период испытания

Блок Терескен-2, Испытание 2-го объекта скважины ВАК-6

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м <sup>3</sup>	ПДК максимальная разовая, мг/м <sup>3</sup>	ПДК среднесуточная, мг/м <sup>3</sup>	ОБУВ, мг/м <sup>3</sup>	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год (М)	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0.2	0.04		2	9.3478223	5.721050211	143.026255
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0.4	0.06		3	1.519021125	0.929670659	15.494511
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0.15	0.05		3	0.877907473	3.058288509	61.1657702
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0.5	0.05		3	4.83271997535	24.7450905292	494.901811
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0.008			2	0.00488890098	0.02789690872	3.48711359
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	10.835741396	31.04932509	10.349775
0410	Метан (727*)				50		0.094129646	0.731952127	0.01463904
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)				50		2.13133	0.21676792	0.00433536
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)				30		0.8051	0.34287526	0.01142918
0602	Бензол (64)		0.3	0.1		2	0.010264	0.0004936	0.004936
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)		0.2			3	0.003224	0.0001552	0.000776
0621	Метилбензол (349)		0.6			3	0.006452	0.0003104	0.00051733
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)			0.000001		1	0.000014343	0.000003703	3.703
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0.05	0.01		2	0.134555555	0.03337	3.337
2754	Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)		1			4	3.296804672	1.6958326448	1.69583264
	В С Е Г О :						33.8999753863	68.5530827617	737.197701

Примечания: 1. В колонке 9: "М" - выброс ЗВ, т/год; при отсутствии ЭНК используется ПДКс.с. или (при отсутствии ПДКс.с.) ПДКм.р. или (при отсутствии ПДКм.р.) ОБУВ

2. Способ сортировки: по возрастанию кода ЗВ (колонка 1)

Таблица 9.1.2.4 Перечень загрязняющих веществ при строительстве скважины ВАК-7

ЭРА v3.0 АО "СНПС-Актобемунайгаз"

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу  
на период строительства

Блок Терескен-2, Строительство скважины ВАК-7

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДК максимальная разовая, мг/м3	ПДК среднесуточная, мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год (М)	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0.2	0.04		2	5.1509561965	20.740107925	518.502698
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0.4	0.06		3	0.834946666	3.304184	55.0697333
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0.15	0.05		3	0.284444445	1.11376	22.2752
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0.5	0.05		3	1.023691112	4.8508	97.016
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0.008			2	0.000009772	0.0000058604	0.00073255
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	4.125094445	17.59258	5.86419333
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)			0.000001		1	0.000008314	0.000032984	32.984
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0.05	0.01		2	0.077422222	0.294148	29.4148
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)		1			4	1.864980228	7.3129671396	7.31296714
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)		0.3	0.1		3	2.1591	5.5821	55.821
	В С Е Г О :						15.5206534005	60.790685909	824.261324

Примечания: 1. В колонке 9: "М" - выброс ЗВ, т/год; при отсутствии ЭНК используется ПДКс.с. или (при отсутствии ПДКс.с.) ПДКм.р. или (при отсутствии ПДКм.р.) ОБУВ. 2. Способ сортировки: по возрастанию кода ЗВ (колонка 1)

Таблица 9.1.2.5 Перечень загрязняющих веществ при испытание 1-го объекта скважины ВАК-7

ЭРА v3.0 АО "СНПС-Актобемунайгаз"

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу  
на период испытания

Блок Терескен-2, Испытание 1-го объекта скважины ВАК-7

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м <sup>3</sup>	ПДК максимальная разовая, мг/м <sup>3</sup>	ПДК среднесуточная, мг/м <sup>3</sup>	ОБУВ, мг/м <sup>3</sup>	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год (М)	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0.2	0.04		2	9.3478223	5.721050211	143.026255
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0.4	0.06		3	1.519021125	0.929670659	15.494511
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0.15	0.05		3	0.877907473	3.058288509	61.1657702
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0.5	0.05		3	4.83271997535	24.7450905292	494.901811
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0.008			2	0.00488890098	0.02789690872	3.48711359
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	10.835741396	31.04932509	10.349775
0410	Метан (727*)				50		0.094129646	0.731952127	0.01463904
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)				50		2.13133	0.21676792	0.00433536
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)				30		0.8051	0.34287526	0.01142918
0602	Бензол (64)		0.3	0.1		2	0.010264	0.0004936	0.004936
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)		0.2			3	0.003224	0.0001552	0.000776
0621	Метилбензол (349)		0.6			3	0.006452	0.0003104	0.00051733
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)			0.000001		1	0.000014343	0.000003703	3.703
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0.05	0.01		2	0.134555555	0.03337	3.337
2754	Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)		1			4	3.296804672	1.6958326448	1.69583264
	В С Е Г О :						33.8999753863	68.5530827617	737.197701

Примечания: 1. В колонке 9: "М" - выброс ЗВ, т/год; при отсутствии ЭНК используется ПДКс.с. или (при отсутствии ПДКс.с.) ПДКм.р. или (при отсутствии ПДКм.р.) ОБУВ

2. Способ сортировки: по возрастанию кода ЗВ (колонка 1)

Таблица 9.1.2.6 Перечень загрязняющих веществ при строительстве скважины ВАК-8

ЭРА v3.0 АО "СНПС-Актобемунайгаз"

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу  
на период строительства

ТЕРЕСКЕН-2, Строительство скважины ВАК-8

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДК максимальная разовая, мг/м3	ПДК среднесуточная, мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год (М)	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0.2	0.04		2	5.1509561965	20.740107925	518.502698
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0.4	0.06		3	0.834946666	3.304184	55.0697333
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0.15	0.05		3	0.284444445	1.11376	22.2752
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0.5	0.05		3	1.023691112	4.8508	97.016
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0.008			2	0.000009772	0.0000058604	0.00073255
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	4.125094445	17.59258	5.86419333
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)			0.000001		1	0.000008314	0.000032984	32.984
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0.05	0.01		2	0.077422222	0.294148	29.4148
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)		1			4	1.864980228	7.3129671396	7.31296714
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)		0.3	0.1		3	2.1591	5.5821	55.821
	<b>В С Е Г О :</b>						15.5206534005	60.790685909	824.261324
Примечания: 1. В колонке 9: "М" - выброс ЗВ, т/год; при отсутствии ЭНК используется ПДКс.с. или (при отсутствии ПДКс.с.) ПДКм.р. или (при отсутствии ПДКм.р.) ОБУВ									
2. Способ сортировки: по возрастанию кода ЗВ (колонка 1)									

Таблица 9.1.2.7 Перечень загрязняющих веществ при испытание 1-го объекта скважины ВАК-8

ЭРА v3.0 АО "СНПС-Актобемунайгаз"

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу  
на период испытания

ТЕРЕСКЕН-2, Испытания 1-го объекта скважины ВАК-8

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м <sup>3</sup>	ПДК максимальная разовая, мг/м <sup>3</sup>	ПДК среднесуточная, мг/м <sup>3</sup>	ОБУВ, мг/м <sup>3</sup>	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год (М)	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0.2	0.04		2	9.3478223	5.721050211	143.026255
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0.4	0.06		3	1.519021125	0.929670659	15.494511
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0.15	0.05		3	0.877907473	3.058288509	61.1657702
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0.5	0.05		3	4.83271997535	24.7450905292	494.901811
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0.008			2	0.00488890098	0.02789690872	3.48711359
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	10.835741396	31.04932509	10.349775
0410	Метан (727*)				50		0.094129646	0.731952127	0.01463904
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)				50		2.13133	0.21676792	0.00433536
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)				30		0.8051	0.34287526	0.01142918
0602	Бензол (64)		0.3	0.1		2	0.010264	0.0004936	0.004936
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)		0.2			3	0.003224	0.0001552	0.000776
0621	Метилбензол (349)		0.6			3	0.006452	0.0003104	0.00051733
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)			0.000001		1	0.000014343	0.000003703	3.703
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0.05	0.01		2	0.134555555	0.03337	3.337
2754	Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)		1			4	3.296804672	1.6958326448	1.69583264
	В С Е Г О :						33.8999753863	68.5530827617	737.197701

Примечания: 1. В колонке 9: "М" - выброс ЗВ, т/год; при отсутствии ЭНК используется ПДКс.с. или (при отсутствии ПДКс.с.) ПДКм.р. или (при отсутствии ПДКм.р.) ОБУВ

2. Способ сортировки: по возрастанию кода ЗВ (колонка 1)

### 9.1.3 Обоснование данных о выбросах вредных веществ в атмосферу

Для количественной и качественной оценки выбросов загрязняющих веществ по каждому источнику проведены их расчеты. Предварительные расчеты выбросов вредных загрязняющих веществ в атмосферу в период работ произведены согласно:

- "Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.
- Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
- Методика расчетов выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников Астана, 2005 (п.6.1, 6.2, 6.3 и 6.4)
- Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
- "Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы. КазЭКОЭКСП. 1996 г. п.9.3.
- Расчет выбросов вредных веществ неорганизованными источниками  
Примечание: некоторые вспомогательные коэффициенты для пылящих материалов (кроме угля) взяты из: "Методических указаний по расчету выбросов загрязняющих веществ в атмосферу предприятиями строительной индустрии. Предприятия нерудных материалов и пористых заполнителей". Алма-Ата. НПО Амал. 1992г.
- Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников Приложение №8 к Приказу Министра охраны окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-Г
- Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от предприятий по производству строительных материалов Приложение №11 к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008 №100-п

### 9.1.4 Предложения по установлению предельно допустимых выбросов (ПДВ)

Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу по предприятию на период разведки.

**Таблица 9.1.4.1 Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при строительстве скважины ВАК-6**

ЭРА v3.0 АО "СНПС-Актобемунайгаз"

Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу по объекту на период строительства

Блок Терескен-2, Строительство скважины ВАК-6

Производство цех, участок	Но- мер ис- точ- ника	Нормативы выбросов загрязняющих веществ						год дос- тиже ния НДВ
		существующее положение		на 2027 год		Н Д В		
		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
Код и наименование загрязняющего вещества								
1	2	3	4	5	6	7	8	9
(0301) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Строительство скважины ВАК-6	0026			1.922666667	8.79648	1.922666667	8.79648	2027
	0027			1.922666667	8.79648	1.922666667	8.79648	2027
	0028			0.546133333	0.128	0.546133333	0.128	2027
	0030			0.0128228625	0.406667925	0.0128228625	0.406667925	2027
	0031			0.746666667	2.61248	0.746666667	2.61248	2027
Всего по загрязняющему веществу:				5.1509561965	20.740107925	5.1509561965	20.740107925	2027
(0304) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Строительство скважины ВАК-6	0026			0.312433333	1.429428	0.312433333	1.429428	2027
	0027			0.312433333	1.429428	0.312433333	1.429428	2027
	0028			0.088746667	0.0208	0.088746667	0.0208	2027
	0031			0.121333333	0.424528	0.121333333	0.424528	2027
Всего по загрязняющему веществу:				0.834946666	3.304184	0.834946666	3.304184	2027
(0328) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Строительство скважины ВАК-6	0026			0.100138889	0.47124	0.100138889	0.47124	2027
	0027			0.100138889	0.47124	0.100138889	0.47124	2027
	0028			0.035555556	0.008	0.035555556	0.008	2027
	0031			0.048611111	0.16328	0.048611111	0.16328	2027
Всего по загрязняющему веществу:				0.284444445	1.11376	0.284444445	1.11376	2027

ЭРА v3.0 АО "СНПС-Актотобемунайгаз"

Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу по объекту на период строительства

Блок Терескен-2, Строительство скважины ВАК-6

1	2	3	4	5	6	7	8	9
веществу:								
(0330) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Строительство скважины ВАК-6	0026			0.400555556	1.88496	0.400555556	1.88496	2027
	0027			0.400555556	1.88496	0.400555556	1.88496	2027
	0028			0.085333333	0.02	0.085333333	0.02	2027
	0030			0.02058	0.65268	0.02058	0.65268	2027
	0031			0.116666667	0.4082	0.116666667	0.4082	2027
Всего по загрязняющему веществу:				1.023691112	4.8508	1.023691112	4.8508	2027
(0333) Сероводород (Дигидросульфид) (518)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Строительство скважины ВАК-6	0029			0.000009772	0.0000058604	0.000009772	0.0000058604	2027
Всего по загрязняющему веществу:				0.000009772	0.0000058604	0.000009772	0.0000058604	2027
(0337) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Строительство скважины ВАК-6	0026			1.516388889	6.91152	1.516388889	6.91152	2027
	0027			1.516388889	6.91152	1.516388889	6.91152	2027
	0028			0.440888889	0.104	0.440888889	0.104	2027
	0030			0.04865	1.5429	0.04865	1.5429	2027
	0031			0.602777778	2.12264	0.602777778	2.12264	2027
Всего по загрязняющему веществу:				4.125094445	17.59258	4.125094445	17.59258	2027
(0703) Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Строительство скважины ВАК-6	0026			0.000003147	0.000014137	0.000003147	0.000014137	2027
	0027			0.000003147	0.000014137	0.000003147	0.000014137	2027
	0028			0.000000853	0.00000022	0.000000853	0.00000022	2027

ЭРА v3.0 АО "СНПС-Актобемунайгаз"

Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу по объекту на период строительства

Блок Терескен-2, Строительство скважины ВАК-6

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Всего по загрязняющему веществу:	0031			0.000001167 0.000008314	0.00000449 0.000032984	0.000001167 0.000008314	0.00000449 0.000032984	2027 2027
(1325) Формальдегид (Метаналь) (609)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Строительство скважины ВАК-6	0026			0.028611111	0.125664	0.028611111	0.125664	2027
	0027			0.028611111	0.125664	0.028611111	0.125664	2027
	0028			0.008533333	0.002	0.008533333	0.002	2027
	0031			0.011666667	0.04082	0.011666667	0.04082	2027
Всего по загрязняющему веществу:				0.077422222	0.294148	0.077422222	0.294148	2027
(2754) Алканы C12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете(10)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Строительство скважины ВАК-6	0026			0.686666667	3.1416	0.686666667	3.1416	2027
	0027			0.686666667	3.1416	0.686666667	3.1416	2027
	0028			0.206222222	0.048	0.206222222	0.048	2027
	0029			0.003480228	0.0020871396	0.003480228	0.0020871396	2027
	0031			0.281944444	0.97968	0.281944444	0.97968	2027
Всего по загрязняющему веществу:				1.864980228	7.3129671396	1.864980228	7.3129671396	2027
(2908) Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, (494)								
Н е о р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Строительство скважины ВАК-6	6006	2.1591	5.5821	2.1591	5.5821	2.1591	5.5821	2027
Всего по загрязняющему веществу:		2.1591	5.5821	2.1591	5.5821	2.1591	5.5821	2027
Всего по объекту:				15.5206534005	60.790685909	15.5206534005	60.790685909	
Из них:								
Итого по организованным источникам:				13.3615534005	55.208585909	13.3615534005	55.208585909	
Итого по неорганизованным источникам:				2.1591	5.5821	2.1591	5.5821	

**Таблица 9.1.4.2 Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при испытании (эксплуатации) 1-го объекта скважины ВАК-6**

ЭРА v3.0 АО "СНПС-Актобемунайгаз"

Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу по объекту на период испытания

Блок Терескен-2, Испытание 1-го объекта скважины ВАК-6

Производство цех, участок	Но- мер ис- точ- ника	Нормативы выбросов загрязняющих веществ						год дос- тиже ния НДВ
		существующее положение		на 2027 год		Н Д В		
		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
Код и наименование загрязняющего вещества								
1	2	3	4	5	6	7	8	9
(0301) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Испытание 1-го объекта скважины ВАК-6	0032			1.173333333	1.184	1.173333333	1.184	2027
	0037			0.375466667	0.064	0.375466667	0.064	2027
	0039			0.533333333	0.0832	0.533333333	0.0832	2027
	0040			0.451822301	3.513370211	0.451822301	3.513370211	2027
	0041			0.157866667	0.032	0.157866667	0.032	2027
	0042			1.493333333	0.21	1.493333333	0.21	2027
	0043			1.493333333	0.21	1.493333333	0.21	2027
	0044			1.493333333	0.21	1.493333333	0.21	2027
	0045			1.493333333	0.21	1.493333333	0.21	2027
	0046			0.682666667	0.00448	0.682666667	0.00448	2027
Всего по загрязняющему веществу:				9.3478223	5.721050211	9.3478223	5.721050211	2027
(0304) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Испытание 1-го объекта скважины ВАК-6	0032			0.190666667	0.1924	0.190666667	0.1924	2027
	0037			0.061013333	0.0104	0.061013333	0.0104	2027
	0039			0.086666667	0.01352	0.086666667	0.01352	2027
	0040			0.073421124	0.570922659	0.073421124	0.570922659	2027
	0041			0.025653333	0.0052	0.025653333	0.0052	2027
	0042			0.242666667	0.034125	0.242666667	0.034125	2027
	0043			0.242666667	0.034125	0.242666667	0.034125	2027
	0044			0.242666667	0.034125	0.242666667	0.034125	2027
	0045			0.242666667	0.034125	0.242666667	0.034125	2027
	0046			0.110933333	0.000728	0.110933333	0.000728	2027

ЭРА v3.0 АО "СНПС-Актобемунайгаз"

Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу по объекту на период испытания

Блок Терескен-2, Испытание 1-го объекта скважины ВАК-6

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Всего по загрязняющему веществу:				1.519021125	0.929670659	1.519021125	0.929670659	2027
(0328) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Испытание 1-го объекта скважины ВАК-6	0032			0.076388889	0.074	0.076388889	0.074	2027
	0037			0.024444444	0.004	0.024444444	0.004	2027
	0039			0.034722222	0.0052	0.034722222	0.0052	2027
	0040			0.376518584	2.927808509	0.376518584	2.927808509	2027
	0041			0.010277778	0.002	0.010277778	0.002	2027
	0042			0.077777778	0.01125	0.077777778	0.01125	2027
	0043			0.077777778	0.01125	0.077777778	0.01125	2027
	0044			0.077777778	0.01125	0.077777778	0.01125	2027
	0045			0.077777778	0.01125	0.077777778	0.01125	2027
	0046			0.044444444	0.00028	0.044444444	0.00028	2027
Всего по загрязняющему веществу:				0.877907473	3.058288509	0.877907473	3.058288509	2027
(0330) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Испытание 1-го объекта скважины ВАК-6	0032			0.183333333	0.185	0.183333333	0.185	2027
	0037			0.058666667	0.01	0.058666667	0.01	2027
	0039			0.083333333	0.013	0.083333333	0.013	2027
	0040			3.13160886435	24.3513905292	3.13160886435	24.3513905292	2027
	0041			0.024666667	0.005	0.024666667	0.005	2027
	0042			0.311111111	0.045	0.311111111	0.045	2027
	0043			0.311111111	0.045	0.311111111	0.045	2027
	0044			0.311111111	0.045	0.311111111	0.045	2027
	0045			0.311111111	0.045	0.311111111	0.045	2027
	0046			0.106666667	0.0007	0.106666667	0.0007	2027
Всего по загрязняющему веществу:				4.83271997535	24.7450905292	4.83271997535	24.7450905292	2027
(0333) Сероводород (Дигидросульфид) (518) О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								

ЭРА v3.0 АО "СНПС-Актобемунайгаз"

Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу по объекту на период испытания

Блок Терескен-2, Испытание 1-го объекта скважины ВАК-6

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Испытание 1-го объекта скважины ВАК-6	0033			0.00044	0.00002115	0.00044	0.00002115	2027
	0034			0.00044	0.00002115	0.00044	0.00002115	2027
	0035			0.00044	0.00002115	0.00044	0.00002115	2027
	0036			0.00044	0.00002115	0.00044	0.00002115	2027
	0038			0.000009772	0.0000020552	0.000009772	0.0000020552	2027
	0040			0.00266722898	0.02074037252	0.00266722898	0.02074037252	2027
Н е о р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
	6007			0.0001166	0.000940106	0.0001166	0.000940106	2027
	6008			0.0001877	0.003948395	0.0001877	0.003948395	2027
	6009			0.0000738	0.00109069	0.0000738	0.00109069	2027
	6010			0.0000738	0.00109069	0.0000738	0.00109069	2027
Всего по загрязняющему веществу:				0.00488890098	0.02789690872	0.00488890098	0.02789690872	2027
(0337) Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Испытание 1-го объекта скважины ВАК-6	0032			0.947222222	0.962	0.947222222	0.962	2027
	0037			0.303111111	0.052	0.303111111	0.052	2027
	0039			0.430555556	0.0676	0.430555556	0.0676	2027
	0040			3.76518584	29.27808509	3.76518584	29.27808509	2027
	0041			0.127444444	0.026	0.127444444	0.026	2027
	0042			1.177777778	0.165	1.177777778	0.165	2027
	0043			1.177777778	0.165	1.177777778	0.165	2027
	0044			1.177777778	0.165	1.177777778	0.165	2027
	0045			1.177777778	0.165	1.177777778	0.165	2027
	0046			0.551111111	0.00364	0.551111111	0.00364	2027
Всего по загрязняющему веществу:				10.835741396	31.04932509	10.835741396	31.04932509	2027
(0410) Метан (727*)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Испытание 1-го объекта скважины ВАК-6	0040			0.094129646	0.731952127	0.094129646	0.731952127	2027
Всего по загрязняющему веществу:				0.094129646	0.731952127	0.094129646	0.731952127	2027

ЭРА v3.0 АО "СНПС-Актюбемунгаз"

Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу по объекту на период испытания

Блок Терескен-2, Испытание 1-го объекта скважины ВАК-6

1	2	3	4	5	6	7	8	9
(0415) Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Испытание 1-го объекта скважины ВАК-6	0033			0.531	0.02554	0.531	0.02554	2027
	0034			0.531	0.02554	0.531	0.02554	2027
	0035			0.531	0.02554	0.531	0.02554	2027
	0036			0.531	0.02554	0.531	0.02554	2027
Н е о р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
	6007			0.001892	0.01523708	0.001892	0.01523708	2027
	6008			0.003044	0.06401084	0.003044	0.06401084	2027
	6009			0.001197	0.01768	0.001197	0.01768	2027
	6010			0.001197	0.01768	0.001197	0.01768	2027
Всего по загрязняющему веществу:				2.13133	0.21676792	2.13133	0.21676792	2027
(0416) Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Испытание 1-го объекта скважины ВАК-6	0033			0.1964	0.00945	0.1964	0.00945	2027
	0034			0.1964	0.00945	0.1964	0.00945	2027
	0035			0.1964	0.00945	0.1964	0.00945	2027
	0036			0.1964	0.00945	0.1964	0.00945	2027
Н е о р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
	6007			0.00503	0.04052676	0.00503	0.04052676	2027
	6008			0.0081	0.1703697	0.0081	0.1703697	2027
	6009			0.003185	0.0470894	0.003185	0.0470894	2027
	6010			0.003185	0.0470894	0.003185	0.0470894	2027
Всего по загрязняющему веществу:				0.8051	0.34287526	0.8051	0.34287526	2027
(0602) Бензол (64)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Испытание 1-го объекта скважины ВАК-6	0033			0.002566	0.0001234	0.002566	0.0001234	2027
	0034			0.002566	0.0001234	0.002566	0.0001234	2027
	0035			0.002566	0.0001234	0.002566	0.0001234	2027
	0036			0.002566	0.0001234	0.002566	0.0001234	2027

ЭРА v3.0 АО "СНПС-Актобемунайгаз"

Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу по объекту на период испытания

Блок Терескен-2, Испытание 1-го объекта скважины ВАК-6

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Всего по загрязняющему веществу:				0.010264	0.0004936	0.010264	0.0004936	2027
(0616) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Испытание 1-го объекта скважины ВАК-6	0033			0.000806	0.0000388	0.000806	0.0000388	2027
	0034			0.000806	0.0000388	0.000806	0.0000388	2027
	0035			0.000806	0.0000388	0.000806	0.0000388	2027
	0036			0.000806	0.0000388	0.000806	0.0000388	2027
Всего по загрязняющему веществу:				0.003224	0.0001552	0.003224	0.0001552	2027
(0621) Метилбензол (349)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Испытание 1-го объекта скважины ВАК-6	0033			0.001613	0.0000776	0.001613	0.0000776	2027
	0034			0.001613	0.0000776	0.001613	0.0000776	2027
	0035			0.001613	0.0000776	0.001613	0.0000776	2027
	0036			0.001613	0.0000776	0.001613	0.0000776	2027
Всего по загрязняющему веществу:				0.006452	0.0003104	0.006452	0.0003104	2027
(0703) Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Испытание 1-го объекта скважины ВАК-6	0032			0.000001833	0.000002035	0.000001833	0.000002035	2027
	0037			0.000000587	0.00000011	0.000000587	0.00000011	2027
	0039			0.000000833	0.000000143	0.000000833	0.000000143	2027
	0041			0.000000247	5.5e-8	0.000000247	5.5e-8	2027
	0042			0.000002444	0.000000338	0.000002444	0.000000338	2027
	0043			0.000002444	0.000000338	0.000002444	0.000000338	2027
	0044			0.000002444	0.000000338	0.000002444	0.000000338	2027
	0045			0.000002444	0.000000338	0.000002444	0.000000338	2027
	0046			0.000001067	8e-9	0.000001067	8e-9	2027
Всего по загрязняющему веществу:				0.000014343	0.000003703	0.000014343	0.000003703	2027

ЭРА v3.0 АО "СНПС-Актотобемунгаз"

Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу по объекту на период испытания

Блок Терескен-2, Испытание 1-го объекта скважины ВАК-6

1	2	3	4	5	6	7	8	9
(1325) Формальдегид (Метаналь) (609)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Испытание 1-го объекта скважины ВАК-6	0032			0.018333333	0.0185	0.018333333	0.0185	2027
	0037			0.005866667	0.001	0.005866667	0.001	2027
	0039			0.008333333	0.0013	0.008333333	0.0013	2027
	0041			0.002466667	0.0005	0.002466667	0.0005	2027
	0042			0.022222222	0.003	0.022222222	0.003	2027
	0043			0.022222222	0.003	0.022222222	0.003	2027
	0044			0.022222222	0.003	0.022222222	0.003	2027
	0045			0.022222222	0.003	0.022222222	0.003	2027
	0046			0.010666667	0.00007	0.010666667	0.00007	2027
Всего по загрязняющему веществу:				0.134555555	0.03337	0.134555555	0.03337	2027
(2754) Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете(10)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Испытание 1-го объекта скважины ВАК-6	0032			0.443055556	0.444	0.443055556	0.444	2027
	0037			0.141777778	0.024	0.141777778	0.024	2027
	0038			0.003480228	0.0007319448	0.003480228	0.0007319448	2027
	0039			0.201388889	0.0312	0.201388889	0.0312	2027
	0041			0.059611111	0.012	0.059611111	0.012	2027
	0042			0.533333333	0.075	0.533333333	0.075	2027
	0043			0.533333333	0.075	0.533333333	0.075	2027
	0044			0.533333333	0.075	0.533333333	0.075	2027
	0045			0.533333333	0.075	0.533333333	0.075	2027
	0046			0.257777778	0.00168	0.257777778	0.00168	2027
Н е о р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
	6007			0.01456	0.1173306	0.01456	0.1173306	2027
	6008			0.0234	0.4925681	0.0234	0.4925681	2027
	6009			0.00921	0.136161	0.00921	0.136161	2027
	6010			0.00921	0.136161	0.00921	0.136161	2027
Всего по загрязняющему веществу:				3.296804672	1.6958326448	3.296804672	1.6958326448	2027
Всего по объекту:				33.8999753863	68.5530827617	33.8999753863	68.5530827617	
Из них:								
Итого по организованным источникам:				33.8163134863	67.2441090007	33.8163134863	67.2441090007	
Итого по неорганизованным источникам:				0.0836619	1.308973761	0.0836619	1.308973761	

**Таблица 9.1.4.3 Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при испытании (эксплуатации) 2-го объекта скважины ВАК-6**

ЭРА v3.0 АО "СНПС-Актобемунайгаз"

Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу по объекту на период испытания

Блок Терескен-2, Испытание 2-го объекта скважины ВАК-6

Производство цех, участок	Но- мер ис- точ- ника	Нормативы выбросов загрязняющих веществ						год дос- тиже ния НДВ
		существующее положение		на 2027 год		Н Д В		
		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
Код и наименование загрязняющего вещества								
1	2	3	4	5	6	7	8	9
(0301) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Испытание 2-го объекта скважины ВАК-6	0032			1.173333333	1.184	1.173333333	1.184	2027
	0037			0.375466667	0.064	0.375466667	0.064	2027
	0039			0.533333333	0.0832	0.533333333	0.0832	2027
	0040			0.451822301	3.513370211	0.451822301	3.513370211	2027
	0041			0.157866667	0.032	0.157866667	0.032	2027
	0042			1.493333333	0.21	1.493333333	0.21	2027
	0043			1.493333333	0.21	1.493333333	0.21	2027
	0044			1.493333333	0.21	1.493333333	0.21	2027
	0045			1.493333333	0.21	1.493333333	0.21	2027
	0046			0.682666667	0.00448	0.682666667	0.00448	2027
Всего по загрязняющему веществу:				9.3478223	5.721050211	9.3478223	5.721050211	2027
(0304) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Испытание 2-го объекта скважины ВАК-6	0032			0.190666667	0.1924	0.190666667	0.1924	2027
	0037			0.061013333	0.0104	0.061013333	0.0104	2027
	0039			0.086666667	0.01352	0.086666667	0.01352	2027
	0040			0.073421124	0.570922659	0.073421124	0.570922659	2027
	0041			0.025653333	0.0052	0.025653333	0.0052	2027
	0042			0.242666667	0.034125	0.242666667	0.034125	2027
	0043			0.242666667	0.034125	0.242666667	0.034125	2027
	0044			0.242666667	0.034125	0.242666667	0.034125	2027
	0045			0.242666667	0.034125	0.242666667	0.034125	2027
	0046			0.110933333	0.000728	0.110933333	0.000728	2027

ЭРА v3.0 АО "СНПС-Актобемунайгаз"

Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу по объекту на период испытания

Блок Терескен-2, Испытание 2-го объекта скважины ВАК-6

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Всего по загрязняющему веществу:				1.519021125	0.929670659	1.519021125	0.929670659	2027
(0328) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Испытание 2-го объекта скважины ВАК-6				0.076388889	0.074	0.076388889	0.074	2027
	0032			0.076388889	0.074	0.076388889	0.074	2027
	0037			0.024444444	0.004	0.024444444	0.004	2027
	0039			0.034722222	0.0052	0.034722222	0.0052	2027
	0040			0.376518584	2.927808509	0.376518584	2.927808509	2027
	0041			0.010277778	0.002	0.010277778	0.002	2027
	0042			0.077777778	0.01125	0.077777778	0.01125	2027
	0043			0.077777778	0.01125	0.077777778	0.01125	2027
	0044			0.077777778	0.01125	0.077777778	0.01125	2027
	0045			0.077777778	0.01125	0.077777778	0.01125	2027
	0046			0.044444444	0.00028	0.044444444	0.00028	2027
Всего по загрязняющему веществу:				0.877907473	3.058288509	0.877907473	3.058288509	2027
(0330) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Испытание 2-го объекта скважины ВАК-6				0.183333333	0.185	0.183333333	0.185	2027
	0032			0.183333333	0.185	0.183333333	0.185	2027
	0037			0.058666667	0.01	0.058666667	0.01	2027
	0039			0.083333333	0.013	0.083333333	0.013	2027
	0040			3.13160886435	24.3513905292	3.13160886435	24.3513905292	2027
	0041			0.024666667	0.005	0.024666667	0.005	2027
	0042			0.311111111	0.045	0.311111111	0.045	2027
	0043			0.311111111	0.045	0.311111111	0.045	2027
	0044			0.311111111	0.045	0.311111111	0.045	2027
	0045			0.311111111	0.045	0.311111111	0.045	2027
	0046			0.106666667	0.0007	0.106666667	0.0007	2027
Всего по загрязняющему веществу:				4.83271997535	24.7450905292	4.83271997535	24.7450905292	2027
(0333) Сероводород (Дигидросульфид) (518) О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								

ЭРА v3.0 АО "СНПС-Актобемунайгаз"

Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу по объекту на период испытания

Блок Терескен-2, Испытание 2-го объекта скважины ВАК-6

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Испытание 2-го объекта скважины ВАК-6	0033			0.00044	0.00002115	0.00044	0.00002115	2027
	0034			0.00044	0.00002115	0.00044	0.00002115	2027
	0035			0.00044	0.00002115	0.00044	0.00002115	2027
	0036			0.00044	0.00002115	0.00044	0.00002115	2027
	0038			0.000009772	0.0000020552	0.000009772	0.0000020552	2027
	0040			0.00266722898	0.02074037252	0.00266722898	0.02074037252	2027
Н е о р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
	6007			0.0001166	0.000940106	0.0001166	0.000940106	2027
	6008			0.0001877	0.003948395	0.0001877	0.003948395	2027
	6009			0.0000738	0.00109069	0.0000738	0.00109069	2027
	6010			0.0000738	0.00109069	0.0000738	0.00109069	2027
Всего по загрязняющему веществу:				0.00488890098	0.02789690872	0.00488890098	0.02789690872	2027
(0337) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Испытание 2-го объекта скважины ВАК-6	0032			0.947222222	0.962	0.947222222	0.962	2027
	0037			0.303111111	0.052	0.303111111	0.052	2027
	0039			0.430555556	0.0676	0.430555556	0.0676	2027
	0040			3.76518584	29.27808509	3.76518584	29.27808509	2027
	0041			0.127444444	0.026	0.127444444	0.026	2027
	0042			1.177777778	0.165	1.177777778	0.165	2027
	0043			1.177777778	0.165	1.177777778	0.165	2027
	0044			1.177777778	0.165	1.177777778	0.165	2027
	0045			1.177777778	0.165	1.177777778	0.165	2027
	0046			0.551111111	0.00364	0.551111111	0.00364	2027
	Всего по загрязняющему веществу:				10.835741396	31.04932509	10.835741396	31.04932509
(0410) Метан (727*)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Испытание 2-го объекта скважины ВАК-6	0040			0.094129646	0.731952127	0.094129646	0.731952127	2027
	Всего по загрязняющему веществу:				0.094129646	0.731952127	0.094129646	0.731952127

ЭРА v3.0 АО "СНПС-Актюбемунгаз"

Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу по объекту на период испытания

Блок Терескен-2, Испытание 2-го объекта скважины ВАК-6

1	2	3	4	5	6	7	8	9
(0415) Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Испытание 2-го объекта скважины ВАК-6	0033			0.531	0.02554	0.531	0.02554	2027
	0034			0.531	0.02554	0.531	0.02554	2027
	0035			0.531	0.02554	0.531	0.02554	2027
	0036			0.531	0.02554	0.531	0.02554	2027
Н е о р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
	6007			0.001892	0.01523708	0.001892	0.01523708	2027
	6008			0.003044	0.06401084	0.003044	0.06401084	2027
	6009			0.001197	0.01768	0.001197	0.01768	2027
	6010			0.001197	0.01768	0.001197	0.01768	2027
Всего по загрязняющему веществу:				2.13133	0.21676792	2.13133	0.21676792	2027
(0416) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Испытание 2-го объекта скважины ВАК-6	0033			0.1964	0.00945	0.1964	0.00945	2027
	0034			0.1964	0.00945	0.1964	0.00945	2027
	0035			0.1964	0.00945	0.1964	0.00945	2027
	0036			0.1964	0.00945	0.1964	0.00945	2027
Н е о р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
	6007			0.00503	0.04052676	0.00503	0.04052676	2027
	6008			0.0081	0.1703697	0.0081	0.1703697	2027
	6009			0.003185	0.0470894	0.003185	0.0470894	2027
	6010			0.003185	0.0470894	0.003185	0.0470894	2027
Всего по загрязняющему веществу:				0.8051	0.34287526	0.8051	0.34287526	2027
(0602) Бензол (64)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Испытание 2-го объекта скважины ВАК-6	0033			0.002566	0.0001234	0.002566	0.0001234	2027
	0034			0.002566	0.0001234	0.002566	0.0001234	2027
	0035			0.002566	0.0001234	0.002566	0.0001234	2027
	0036			0.002566	0.0001234	0.002566	0.0001234	2027

ЭРА v3.0 АО "СНПС-Актотобемунгаз"

Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу по объекту на период испытания

Блок Терескен-2, Испытание 2-го объекта скважины ВАК-6

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Всего по загрязняющему веществу:				0.010264	0.0004936	0.010264	0.0004936	2027
(0616) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Испытание 2-го объекта скважины ВАК-6	0033			0.000806	0.0000388	0.000806	0.0000388	2027
	0034			0.000806	0.0000388	0.000806	0.0000388	2027
	0035			0.000806	0.0000388	0.000806	0.0000388	2027
	0036			0.000806	0.0000388	0.000806	0.0000388	2027
Всего по загрязняющему веществу:				0.003224	0.0001552	0.003224	0.0001552	2027
(0621) Метилбензол (349)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Испытание 2-го объекта скважины ВАК-6	0033			0.001613	0.0000776	0.001613	0.0000776	2027
	0034			0.001613	0.0000776	0.001613	0.0000776	2027
	0035			0.001613	0.0000776	0.001613	0.0000776	2027
	0036			0.001613	0.0000776	0.001613	0.0000776	2027
Всего по загрязняющему веществу:				0.006452	0.0003104	0.006452	0.0003104	2027
(0703) Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Испытание 2-го объекта скважины ВАК-6	0032			0.000001833	0.000002035	0.000001833	0.000002035	2027
	0037			0.000000587	0.00000011	0.000000587	0.00000011	2027
	0039			0.000000833	0.000000143	0.000000833	0.000000143	2027
	0041			0.000000247	5.5e-8	0.000000247	5.5e-8	2027
	0042			0.000002444	0.000000338	0.000002444	0.000000338	2027
	0043			0.000002444	0.000000338	0.000002444	0.000000338	2027
	0044			0.000002444	0.000000338	0.000002444	0.000000338	2027
	0045			0.000002444	0.000000338	0.000002444	0.000000338	2027
	0046			0.000001067	8e-9	0.000001067	8e-9	2027
Всего по загрязняющему веществу:				0.000014343	0.000003703	0.000014343	0.000003703	2027

ЭРА v3.0 АО "СНПС-Актобемунайгаз"

Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу по объекту на период испытания

Блок Терескен-2, Испытание 2-го объекта скважины ВАК-6

1	2	3	4	5	6	7	8	9
(1325) Формальдегид (Метаналь) (609)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Испытание 2-го объекта скважины ВАК-6	0032			0.018333333	0.0185	0.018333333	0.0185	2027
	0037			0.005866667	0.001	0.005866667	0.001	2027
	0039			0.008333333	0.0013	0.008333333	0.0013	2027
	0041			0.002466667	0.0005	0.002466667	0.0005	2027
	0042			0.022222222	0.003	0.022222222	0.003	2027
	0043			0.022222222	0.003	0.022222222	0.003	2027
	0044			0.022222222	0.003	0.022222222	0.003	2027
	0045			0.022222222	0.003	0.022222222	0.003	2027
	0046			0.010666667	0.00007	0.010666667	0.00007	2027
Всего по загрязняющему веществу:				0.134555555	0.03337	0.134555555	0.03337	2027
(2754) Алканы C12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете(10)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Испытание 2-го объекта скважины ВАК-6	0032			0.443055556	0.444	0.443055556	0.444	2027
	0037			0.141777778	0.024	0.141777778	0.024	2027
	0038			0.003480228	0.0007319448	0.003480228	0.0007319448	2027
	0039			0.201388889	0.0312	0.201388889	0.0312	2027
	0041			0.059611111	0.012	0.059611111	0.012	2027
	0042			0.533333333	0.075	0.533333333	0.075	2027
	0043			0.533333333	0.075	0.533333333	0.075	2027
	0044			0.533333333	0.075	0.533333333	0.075	2027
	0045			0.533333333	0.075	0.533333333	0.075	2027
	0046			0.257777778	0.00168	0.257777778	0.00168	2027
Н е о р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
	6007			0.01456	0.1173306	0.01456	0.1173306	2027
	6008			0.0234	0.4925681	0.0234	0.4925681	2027
	6009			0.00921	0.136161	0.00921	0.136161	2027
	6010			0.00921	0.136161	0.00921	0.136161	2027
Всего по загрязняющему веществу:				3.296804672	1.6958326448	3.296804672	1.6958326448	2027
Всего по объекту:				33.8999753863	68.5530827617	33.8999753863	68.5530827617	
Из них:								
Итого по организованным источникам:				33.8163134863	67.2441090007	33.8163134863	67.2441090007	
Итого по неорганизованным источникам:				0.0836619	1.308973761	0.0836619	1.308973761	

**Таблица 9.1.4.4 Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при строительстве скважины ВАК-7**

ЭРА v3.0 АО "СНПС-Актобемунайгаз"

Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу по объекту на период строительства

Блок Терескен-2, Строительство скважины ВАК-7

Производство цех, участок	Но- мер ис- точ- ника	Нормативы выбросов загрязняющих веществ						год дос- тиже ния НДВ
		существующее положение		на 2026 год		Н Д В		
Код и наименование загрязняющего вещества		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
(0301) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Строительство скважины ВАК-7	0047			1.922666667	8.79648	1.922666667	8.79648	2026
	0048			1.922666667	8.79648	1.922666667	8.79648	2026
	0049			0.546133333	0.128	0.546133333	0.128	2026
	0051			0.0128228625	0.406667925	0.0128228625	0.406667925	2026
	0052			0.746666667	2.61248	0.746666667	2.61248	2026
Всего по загрязняющему веществу:				5.1509561965	20.740107925	5.1509561965	20.740107925	2026
(0304) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Строительство скважины ВАК-7	0047			0.312433333	1.429428	0.312433333	1.429428	2026
	0048			0.312433333	1.429428	0.312433333	1.429428	2026
	0049			0.088746667	0.0208	0.088746667	0.0208	2026
	0052			0.121333333	0.424528	0.121333333	0.424528	2026
Всего по загрязняющему веществу:				0.834946666	3.304184	0.834946666	3.304184	2026
(0328) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Строительство скважины ВАК-7	0047			0.100138889	0.47124	0.100138889	0.47124	2026
	0048			0.100138889	0.47124	0.100138889	0.47124	2026
	0049			0.035555556	0.008	0.035555556	0.008	2026
	0052			0.048611111	0.16328	0.048611111	0.16328	2026
Всего по загрязняющему веществу:				0.284444445	1.11376	0.284444445	1.11376	2026
(0330) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Строительство скважины	0047			0.400555556	1.88496	0.400555556	1.88496	2026

ЭРА v3.0 АО "СНПС-Актобемунайгаз"

Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу по объекту на период строительства

Блок Терескен-2, Строительство скважины ВАК-7

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ВАК-7								
	0048			0.400555556	1.88496	0.400555556	1.88496	2026
	0049			0.085333333	0.02	0.085333333	0.02	2026
	0051			0.02058	0.65268	0.02058	0.65268	2026
	0052			0.116666667	0.4082	0.116666667	0.4082	2026
Всего по загрязняющему веществу:				1.023691112	4.8508	1.023691112	4.8508	2026
(0333) Сероводород (Дигидросульфид) (518)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Строительство скважины ВАК-7	0050			0.000009772	0.0000058604	0.000009772	0.0000058604	2026
Всего по загрязняющему веществу:				0.000009772	0.0000058604	0.000009772	0.0000058604	2026
(0337) Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Строительство скважины ВАК-7	0047			1.516388889	6.91152	1.516388889	6.91152	2026
	0048			1.516388889	6.91152	1.516388889	6.91152	2026
	0049			0.440888889	0.104	0.440888889	0.104	2026
	0051			0.04865	1.5429	0.04865	1.5429	2026
	0052			0.602777778	2.12264	0.602777778	2.12264	2026
Всего по загрязняющему веществу:				4.125094445	17.59258	4.125094445	17.59258	2026
(0703) Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Строительство скважины ВАК-7	0047			0.000003147	0.000014137	0.000003147	0.000014137	2026
	0048			0.000003147	0.000014137	0.000003147	0.000014137	2026
	0049			0.000000853	0.00000022	0.000000853	0.00000022	2026
	0052			0.000001167	0.00000449	0.000001167	0.00000449	2026
Всего по загрязняющему веществу:				0.000008314	0.000032984	0.000008314	0.000032984	2026
(1325) Формальдегид (Метаналь) (609)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Строительство скважины ВАК-7	0047			0.028611111	0.125664	0.028611111	0.125664	2026
	0048			0.028611111	0.125664	0.028611111	0.125664	2026
	0049			0.008533333	0.002	0.008533333	0.002	2026

ЭРА v3.0 АО "СНПС-Актобемунайгаз"

Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу по объекту на период строительства

Блок Терескен-2, Строительство скважины ВАК-7

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Всего по загрязняющему веществу:	0052			0.011666667 0.077422222	0.04082 0.294148	0.011666667 0.077422222	0.04082 0.294148	2026 2026
(2754) Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете(10) О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Строительство скважины ВАК-7	0047			0.686666667	3.1416	0.686666667	3.1416	2026
	0048			0.686666667	3.1416	0.686666667	3.1416	2026
	0049			0.206222222	0.048	0.206222222	0.048	2026
	0050			0.003480228	0.0020871396	0.003480228	0.0020871396	2026
Всего по загрязняющему веществу:	0052			0.281944444 1.864980228	0.97968 7.3129671396	0.281944444 1.864980228	0.97968 7.3129671396	2026 2026
(2908) Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, (494) Н е о р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Строительство скважины ВАК-7	6011			2.1591	5.5821	2.1591	5.5821	2026
Всего по загрязняющему веществу:				2.1591	5.5821	2.1591	5.5821	2026
Всего по объекту:				15.5206534005	60.790685909	15.5206534005	60.790685909	
Из них:								
Итого по организованным источникам:				13.3615534005	55.208585909	13.3615534005	55.208585909	
Итого по неорганизованным источникам:				2.1591	5.5821	2.1591	5.5821	

**Таблица 9.1.4.5 Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при испытании (эксплуатации) 1-го объекта скважины ВАК-7**

ЭРА v3.0 АО "СНПС-Актобемунайгаз"

Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу по объекту на период испытания

Блок Терескен-2, Испытание 1-го объекта скважины ВАК-7

Производство цех, участок	Но- мер ис- точ- ника	Нормативы выбросов загрязняющих веществ						год дос- тиже ния НДВ
		существующее положение		на 2026 год		Н Д В		
		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
Код и наименование загрязняющего вещества								
1	2	3	4	5	6	7	8	9
(0301) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Испытание 1-го объекта скважины ВАК-7	0053			1.173333333	1.184	1.173333333	1.184	2026
	0058			0.375466667	0.064	0.375466667	0.064	2026
	0060			0.533333333	0.0832	0.533333333	0.0832	2026
	0061			0.451822301	3.513370211	0.451822301	3.513370211	2026
	0062			0.157866667	0.032	0.157866667	0.032	2026
	0063			1.493333333	0.21	1.493333333	0.21	2026
	0064			1.493333333	0.21	1.493333333	0.21	2026
	0065			1.493333333	0.21	1.493333333	0.21	2026
	0066			1.493333333	0.21	1.493333333	0.21	2026
	0067			0.682666667	0.00448	0.682666667	0.00448	2026
Всего по загрязняющему веществу:				9.3478223	5.721050211	9.3478223	5.721050211	2026
(0304) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Испытание 1-го объекта скважины ВАК-7	0053			0.190666667	0.1924	0.190666667	0.1924	2026
	0058			0.061013333	0.0104	0.061013333	0.0104	2026
	0060			0.086666667	0.01352	0.086666667	0.01352	2026
	0061			0.073421124	0.570922659	0.073421124	0.570922659	2026
	0062			0.025653333	0.0052	0.025653333	0.0052	2026
	0063			0.242666667	0.034125	0.242666667	0.034125	2026
	0064			0.242666667	0.034125	0.242666667	0.034125	2026
	0065			0.242666667	0.034125	0.242666667	0.034125	2026
	0066			0.242666667	0.034125	0.242666667	0.034125	2026
	0067			0.110933333	0.000728	0.110933333	0.000728	2026
Всего по загрязняющему веществу:				1.519021125	0.929670659	1.519021125	0.929670659	2026
(0328) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								

ЭРА v3.0 АО "СНПС-Актобемунайгаз"

Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу по объекту на период испытания

Блок Терескен-2, Испытание 1-го объекта скважины ВАК-7

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Испытание 1-го объекта скважины ВАК-7	0053			0.076388889	0.074	0.076388889	0.074	2026
	0058			0.024444444	0.004	0.024444444	0.004	2026
	0060			0.034722222	0.0052	0.034722222	0.0052	2026
	0061			0.376518584	2.927808509	0.376518584	2.927808509	2026
	0062			0.010277778	0.002	0.010277778	0.002	2026
	0063			0.077777778	0.01125	0.077777778	0.01125	2026
	0064			0.077777778	0.01125	0.077777778	0.01125	2026
	0065			0.077777778	0.01125	0.077777778	0.01125	2026
	0066			0.077777778	0.01125	0.077777778	0.01125	2026
	0067			0.044444444	0.00028	0.044444444	0.00028	2026
Всего по загрязняющему веществу:				0.877907473	3.058288509	0.877907473	3.058288509	2026
(0330) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Испытание 1-го объекта скважины ВАК-7	0053			0.183333333	0.185	0.183333333	0.185	2026
	0058			0.058666667	0.01	0.058666667	0.01	2026
	0060			0.083333333	0.013	0.083333333	0.013	2026
	0061			3.13160886435	24.3513905292	3.13160886435	24.3513905292	2026
	0062			0.024666667	0.005	0.024666667	0.005	2026
	0063			0.311111111	0.045	0.311111111	0.045	2026
	0064			0.311111111	0.045	0.311111111	0.045	2026
	0065			0.311111111	0.045	0.311111111	0.045	2026
	0066			0.311111111	0.045	0.311111111	0.045	2026
	0067			0.106666667	0.0007	0.106666667	0.0007	2026
Всего по загрязняющему веществу:				4.83271997535	24.7450905292	4.83271997535	24.7450905292	2026
(0333) Сероводород (Дигидросульфид) (518)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Испытание 1-го объекта скважины ВАК-7	0054			0.00044	0.00002115	0.00044	0.00002115	2026
	0055			0.00044	0.00002115	0.00044	0.00002115	2026
	0056			0.00044	0.00002115	0.00044	0.00002115	2026
	0057			0.00044	0.00002115	0.00044	0.00002115	2026
	0059			0.000009772	0.0000020552	0.000009772	0.0000020552	2026
	0061			0.00266722898	0.02074037252	0.00266722898	0.02074037252	2026
	Не о р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и							
6012			0.0001166	0.000940106	0.0001166	0.000940106	2026	
6013			0.0001877	0.003948395	0.0001877	0.003948395	2026	

ЭРА v3.0 АО "СНПС-Актюбемунгаз"

Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу по объекту на период испытания

Блок Терескен-2, Испытание 1-го объекта скважины ВАК-7

1	2	3	4	5	6	7	8	9
	6014			0.0000738	0.00109069	0.0000738	0.00109069	2026
	6015			0.0000738	0.00109069	0.0000738	0.00109069	2026
Всего по загрязняющему веществу:				0.00488890098	0.02789690872	0.00488890098	0.02789690872	2026
(0337) Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Испытание 1-го объекта скважины ВАК-7	0053			0.947222222	0.962	0.947222222	0.962	2026
	0058			0.303111111	0.052	0.303111111	0.052	2026
	0060			0.430555556	0.0676	0.430555556	0.0676	2026
	0061			3.76518584	29.27808509	3.76518584	29.27808509	2026
	0062			0.127444444	0.026	0.127444444	0.026	2026
	0063			1.177777778	0.165	1.177777778	0.165	2026
	0064			1.177777778	0.165	1.177777778	0.165	2026
	0065			1.177777778	0.165	1.177777778	0.165	2026
	0066			1.177777778	0.165	1.177777778	0.165	2026
	0067			0.551111111	0.00364	0.551111111	0.00364	2026
Всего по загрязняющему веществу:				10.835741396	31.04932509	10.835741396	31.04932509	2026
(0410) Метан (727*)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Испытание 1-го объекта скважины ВАК-7	0061			0.094129646	0.731952127	0.094129646	0.731952127	2026
Всего по загрязняющему веществу:				0.094129646	0.731952127	0.094129646	0.731952127	2026
(0415) Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Испытание 1-го объекта скважины ВАК-7	0054			0.531	0.02554	0.531	0.02554	2026
	0055			0.531	0.02554	0.531	0.02554	2026
	0056			0.531	0.02554	0.531	0.02554	2026
	0057			0.531	0.02554	0.531	0.02554	2026
Н е о р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
	6012			0.001892	0.01523708	0.001892	0.01523708	2026
	6013			0.003044	0.06401084	0.003044	0.06401084	2026
	6014			0.001197	0.01768	0.001197	0.01768	2026
	6015			0.001197	0.01768	0.001197	0.01768	2026
Всего по загрязняющему веществу:				2.13133	0.21676792	2.13133	0.21676792	2026

ЭРА v3.0 АО "СНПС-Актюбемунгаз"

Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу по объекту на период испытания

Блок Терескен-2, Испытание 1-го объекта скважины ВАК-7

1	2	3	4	5	6	7	8	9
(0416) Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Испытание 1-го объекта скважины ВАК-7	0054			0.1964	0.00945	0.1964	0.00945	2026
	0055			0.1964	0.00945	0.1964	0.00945	2026
	0056			0.1964	0.00945	0.1964	0.00945	2026
	0057			0.1964	0.00945	0.1964	0.00945	2026
Н е о р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
	6012			0.00503	0.04052676	0.00503	0.04052676	2026
	6013			0.0081	0.1703697	0.0081	0.1703697	2026
	6014			0.003185	0.0470894	0.003185	0.0470894	2026
	6015			0.003185	0.0470894	0.003185	0.0470894	2026
Всего по загрязняющему веществу:				0.8051	0.34287526	0.8051	0.34287526	2026
(0602) Бензол (64)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Испытание 1-го объекта скважины ВАК-7	0054			0.002566	0.0001234	0.002566	0.0001234	2026
	0055			0.002566	0.0001234	0.002566	0.0001234	2026
	0056			0.002566	0.0001234	0.002566	0.0001234	2026
	0057			0.002566	0.0001234	0.002566	0.0001234	2026
Всего по загрязняющему веществу:				0.010264	0.0004936	0.010264	0.0004936	2026
(0616) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Испытание 1-го объекта скважины ВАК-7	0054			0.000806	0.0000388	0.000806	0.0000388	2026
	0055			0.000806	0.0000388	0.000806	0.0000388	2026
	0056			0.000806	0.0000388	0.000806	0.0000388	2026
	0057			0.000806	0.0000388	0.000806	0.0000388	2026
Всего по загрязняющему веществу:				0.003224	0.0001552	0.003224	0.0001552	2026
(0621) Метилбензол (349)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Испытание 1-го объекта скважины ВАК-7	0054			0.001613	0.0000776	0.001613	0.0000776	2026
	0055			0.001613	0.0000776	0.001613	0.0000776	2026
	0056			0.001613	0.0000776	0.001613	0.0000776	2026
	0057			0.001613	0.0000776	0.001613	0.0000776	2026

ЭРА v3.0 АО "СНПС-Актобемунайгаз"

Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу по объекту на период испытания

Блок Терескен-2, Испытание 1-го объекта скважины ВАК-7

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Всего по загрязняющему веществу:				0.006452	0.0003104	0.006452	0.0003104	2026
(0703) Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Испытание 1-го объекта скважины ВАК-7	0053			0.000001833	0.000002035	0.000001833	0.000002035	2026
	0058			0.000000587	0.00000011	0.000000587	0.00000011	2026
	0060			0.000000833	0.000000143	0.000000833	0.000000143	2026
	0062			0.000000247	5.5e-8	0.000000247	5.5e-8	2026
	0063			0.000002444	0.000000338	0.000002444	0.000000338	2026
	0064			0.000002444	0.000000338	0.000002444	0.000000338	2026
	0065			0.000002444	0.000000338	0.000002444	0.000000338	2026
	0066			0.000002444	0.000000338	0.000002444	0.000000338	2026
	0067			0.000001067	8e-9	0.000001067	8e-9	2026
Всего по загрязняющему веществу:				0.000014343	0.000003703	0.000014343	0.000003703	2026
(1325) Формальдегид (Метаналь) (609)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Испытание 1-го объекта скважины ВАК-7	0053			0.018333333	0.0185	0.018333333	0.0185	2026
	0058			0.005866667	0.001	0.005866667	0.001	2026
	0060			0.008333333	0.0013	0.008333333	0.0013	2026
	0062			0.002466667	0.0005	0.002466667	0.0005	2026
	0063			0.022222222	0.003	0.022222222	0.003	2026
	0064			0.022222222	0.003	0.022222222	0.003	2026
	0065			0.022222222	0.003	0.022222222	0.003	2026
	0066			0.022222222	0.003	0.022222222	0.003	2026
	0067			0.010666667	0.00007	0.010666667	0.00007	2026
Всего по загрязняющему веществу:				0.134555555	0.03337	0.134555555	0.03337	2026
(2754) Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете(10)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Испытание 1-го объекта скважины ВАК-7	0053			0.443055556	0.444	0.443055556	0.444	2026
	0058			0.141777778	0.024	0.141777778	0.024	2026
	0059			0.003480228	0.0007319448	0.003480228	0.0007319448	2026
	0060			0.201388889	0.0312	0.201388889	0.0312	2026
	0062			0.059611111	0.012	0.059611111	0.012	2026
	0063			0.533333333	0.075	0.533333333	0.075	2026

ЭРА v3.0 АО "СНПС-Актобемунайгаз"

Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу по объекту на период испытания

Блок Терескен-2, Испытание 1-го объекта скважины ВАК-7

1	2	3	4	5	6	7	8	9
	0064			0.533333333	0.075	0.533333333	0.075	2026
	0065			0.533333333	0.075	0.533333333	0.075	2026
	0066			0.533333333	0.075	0.533333333	0.075	2026
	0067			0.257777778	0.00168	0.257777778	0.00168	2026
Неорганизованные источники								
	6012			0.01456	0.1173306	0.01456	0.1173306	2026
	6013			0.0234	0.4925681	0.0234	0.4925681	2026
	6014			0.00921	0.136161	0.00921	0.136161	2026
	6015			0.00921	0.136161	0.00921	0.136161	2026
Всего по загрязняющему веществу:				3.296804672	1.6958326448	3.296804672	1.6958326448	2026
Всего по объекту:				33.8999753863	68.5530827617	33.8999753863	68.5530827617	
Из них:								
Итого по организованным источникам:				33.8163134863	67.2441090007	33.8163134863	67.2441090007	
Итого по неорганизованным источникам:				0.0836619	1.308973761	0.0836619	1.308973761	

Таблица 9.1.4.6 Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при строительстве скважины ВАК-8

ЭРА v3.0 АО "СНПС-Актобемунайгаз"

Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу по объекту на период строительства

ТЕРЕСКЕН-2, Строительство скважины ВАК-8

Производство цех, участок	Но- мер ис- точ- ника	Нормативы выбросов загрязняющих веществ						год дос- тиже ния НДВ
		существующее положение		на 2026 год		Н Д В		
		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
Код и наименование загрязняющего вещества								
1	2	3	4	5	6	7	8	9
(0301) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Строительство скважины ВАК-8	0068			1.922666667	8.79648	1.922666667	8.79648	2026
	0069			1.922666667	8.79648	1.922666667	8.79648	2026
	0070			0.546133333	0.128	0.546133333	0.128	2026
	0072			0.0128228625	0.406667925	0.0128228625	0.406667925	2026
	0073			0.746666667	2.61248	0.746666667	2.61248	2026
Всего по загрязняющему веществу:				5.1509561965	20.740107925	5.1509561965	20.740107925	2026
(0304) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Строительство скважины ВАК-8	0068			0.312433333	1.429428	0.312433333	1.429428	2026
	0069			0.312433333	1.429428	0.312433333	1.429428	2026
	0070			0.088746667	0.0208	0.088746667	0.0208	2026
	0073			0.121333333	0.424528	0.121333333	0.424528	2026
Всего по загрязняющему веществу:				0.834946666	3.304184	0.834946666	3.304184	2026
(0328) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Строительство скважины ВАК-8	0068			0.100138889	0.47124	0.100138889	0.47124	2026
	0069			0.100138889	0.47124	0.100138889	0.47124	2026
	0070			0.035555556	0.008	0.035555556	0.008	2026
	0073			0.048611111	0.16328	0.048611111	0.16328	2026
Всего по загрязняющему				0.284444445	1.11376	0.284444445	1.11376	2026

ЭРА v3.0 АО "СНПС-Актотобемунайгаз"

Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу по объекту на период строительства

ТЕРЕСКЕН-2, Строительство скважины ВАК-8

1	2	3	4	5	6	7	8	9
веществу:								
(0330) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Строительство скважины ВАК-8	0068			0.400555556	1.88496	0.400555556	1.88496	2026
	0069			0.400555556	1.88496	0.400555556	1.88496	2026
	0070			0.085333333	0.02	0.085333333	0.02	2026
	0072			0.02058	0.65268	0.02058	0.65268	2026
	0073			0.116666667	0.4082	0.116666667	0.4082	2026
Всего по загрязняющему веществу:				1.023691112	4.8508	1.023691112	4.8508	2026
(0333) Сероводород (Дигидросульфид) (518)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Строительство скважины ВАК-8	0071			0.000009772	0.0000058604	0.000009772	0.0000058604	2026
Всего по загрязняющему веществу:				0.000009772	0.0000058604	0.000009772	0.0000058604	2026
(0337) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Строительство скважины ВАК-8	0068			1.516388889	6.91152	1.516388889	6.91152	2026
	0069			1.516388889	6.91152	1.516388889	6.91152	2026
	0070			0.440888889	0.104	0.440888889	0.104	2026
	0072			0.04865	1.5429	0.04865	1.5429	2026
	0073			0.602777778	2.12264	0.602777778	2.12264	2026
Всего по загрязняющему веществу:				4.125094445	17.59258	4.125094445	17.59258	2026
(0703) Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Строительство скважины ВАК-8	0068			0.000003147	0.000014137	0.000003147	0.000014137	2026
	0069			0.000003147	0.000014137	0.000003147	0.000014137	2026
	0070			0.000000853	0.00000022	0.000000853	0.00000022	2026

ЭРА v3.0 АО "СНПС-Актюбемунайгаз"

Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу по объекту на период строительства

ТЕРЕСКЕН-2, Строительство скважины ВАК-8

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Всего по загрязняющему веществу:	0073			0.000001167 0.000008314	0.00000449 0.000032984	0.000001167 0.000008314	0.00000449 0.000032984	2026 2026
(1325) Формальдегид (Метаналь) (609)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Строительство скважины ВАК-8	0068			0.028611111	0.125664	0.028611111	0.125664	2026
	0069			0.028611111	0.125664	0.028611111	0.125664	2026
	0070			0.008533333	0.002	0.008533333	0.002	2026
	0073			0.011666667	0.04082	0.011666667	0.04082	2026
Всего по загрязняющему веществу:				0.077422222	0.294148	0.077422222	0.294148	2026
(2754) Алканы C12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете(10)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Строительство скважины ВАК-8	0068			0.686666667	3.1416	0.686666667	3.1416	2026
	0069			0.686666667	3.1416	0.686666667	3.1416	2026
	0070			0.206222222	0.048	0.206222222	0.048	2026
	0071			0.003480228	0.0020871396	0.003480228	0.0020871396	2026
	0073			0.281944444	0.97968	0.281944444	0.97968	2026
Всего по загрязняющему веществу:				1.864980228	7.3129671396	1.864980228	7.3129671396	2026
(2908) Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, (494)								
Н е о р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Строительство скважины ВАК-8	6016			2.1591	5.5821	2.1591	5.5821	2026
Всего по загрязняющему веществу:				2.1591	5.5821	2.1591	5.5821	2026
Всего по объекту:				15.5206534005	60.790685909	15.5206534005	60.790685909	
Из них:								
Итого по организованным источникам:				13.3615534005	55.208585909	13.3615534005	55.208585909	
Итого по неорганизованным источникам:				2.1591	5.5821	2.1591	5.5821	

**Таблица 9.1.4.7 Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при испытании (эксплуатации) 1 объекта скважины ВАК-8**

ЭРА v3.0 АО "СНПС-Актобемунайгаз"

Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу по объекту на период испытания

ТЕРЕСКЕН-2, Испытания 1-го объекта скважины ВАК-8

Производство цех, участок	Но- мер ис- точ- ника	Нормативы выбросов загрязняющих веществ						Год дос- тиже ния НДВ
		существующее положение		на 2026 год		Н Д В		
		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
Код и наименование загрязняющего вещества								
1	2	3	4	5	6	7	8	9
(0301) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Испытания 1-го объекта скважины ВАК-8	0074			1.173333333	1.184	1.173333333	1.184	2026
	0079			0.375466667	0.064	0.375466667	0.064	2026
	0081			0.533333333	0.0832	0.533333333	0.0832	2026
	0082			0.451822301	3.513370211	0.451822301	3.513370211	2026
	0083			0.157866667	0.032	0.157866667	0.032	2026
	0084			1.493333333	0.21	1.493333333	0.21	2026
	0085			1.493333333	0.21	1.493333333	0.21	2026
	0086			1.493333333	0.21	1.493333333	0.21	2026
	0087			1.493333333	0.21	1.493333333	0.21	2026
	0088			0.682666667	0.00448	0.682666667	0.00448	2026
Всего по загрязняющему веществу:				9.3478223	5.721050211	9.3478223	5.721050211	2026
(0304) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Испытания 1-го объекта скважины ВАК-8	0074			0.190666667	0.1924	0.190666667	0.1924	2026
	0079			0.061013333	0.0104	0.061013333	0.0104	2026
	0081			0.086666667	0.01352	0.086666667	0.01352	2026
	0082			0.073421124	0.570922659	0.073421124	0.570922659	2026
	0083			0.025653333	0.0052	0.025653333	0.0052	2026
	0084			0.242666667	0.034125	0.242666667	0.034125	2026
	0085			0.242666667	0.034125	0.242666667	0.034125	2026
	0086			0.242666667	0.034125	0.242666667	0.034125	2026
	0087			0.242666667	0.034125	0.242666667	0.034125	2026
	0088			0.110933333	0.000728	0.110933333	0.000728	2026

ЭРА v3.0 АО "СНПС-Актобемунайгаз"

Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу по объекту на период испытания

ТЕРЕСКЕН-2, Испытания 1-го объекта скважины ВАК-8

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Всего по загрязняющему веществу:								
(0328) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Испытания 1-го объекта скважины ВАК-8	0074			0.076388889	0.074	0.076388889	0.074	2026
	0079			0.024444444	0.004	0.024444444	0.004	2026
	0081			0.034722222	0.0052	0.034722222	0.0052	2026
	0082			0.376518584	2.927808509	0.376518584	2.927808509	2026
	0083			0.010277778	0.002	0.010277778	0.002	2026
	0084			0.077777778	0.01125	0.077777778	0.01125	2026
	0085			0.077777778	0.01125	0.077777778	0.01125	2026
	0086			0.077777778	0.01125	0.077777778	0.01125	2026
	0087			0.077777778	0.01125	0.077777778	0.01125	2026
	0088			0.044444444	0.00028	0.044444444	0.00028	2026
Всего по загрязняющему веществу:								
(0330) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Испытания 1-го объекта скважины ВАК-8	0074			0.183333333	0.185	0.183333333	0.185	2026
	0079			0.058666667	0.01	0.058666667	0.01	2026
	0081			0.083333333	0.013	0.083333333	0.013	2026
	0082			3.13160886435	24.3513905292	3.13160886435	24.3513905292	2026
	0083			0.024666667	0.005	0.024666667	0.005	2026
	0084			0.311111111	0.045	0.311111111	0.045	2026
	0085			0.311111111	0.045	0.311111111	0.045	2026
	0086			0.311111111	0.045	0.311111111	0.045	2026
	0087			0.311111111	0.045	0.311111111	0.045	2026
	0088			0.106666667	0.0007	0.106666667	0.0007	2026
Всего по загрязняющему веществу:								
(0333) Сероводород (Дигидросульфид) (518)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								

ЭРА v3.0 АО "СНПС-Актобемунгаз"

Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу по объекту на период испытания

ТЕРЕСКЕН-2, Испытания 1-го объекта скважины ВАК-8

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Испытания 1-го объекта скважины ВАК-8	0075			0.00044	0.00002115	0.00044	0.00002115	2026
	0076			0.00044	0.00002115	0.00044	0.00002115	2026
	0077			0.00044	0.00002115	0.00044	0.00002115	2026
	0078			0.00044	0.00002115	0.00044	0.00002115	2026
	0080			0.000009772	0.0000020552	0.000009772	0.0000020552	2026
	0082			0.00266722898	0.02074037252	0.00266722898	0.02074037252	2026
Н е о р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
	6017			0.0001166	0.000940106	0.0001166	0.000940106	2026
	6018			0.0001877	0.003948395	0.0001877	0.003948395	2026
	6019			0.0000738	0.00109069	0.0000738	0.00109069	2026
	6020			0.0000738	0.00109069	0.0000738	0.00109069	2026
Всего по загрязняющему веществу:				0.00488890098	0.02789690872	0.00488890098	0.02789690872	2026
(0337) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Испытания 1-го объекта скважины ВАК-8	0074			0.947222222	0.962	0.947222222	0.962	2026
	0079			0.303111111	0.052	0.303111111	0.052	2026
	0081			0.430555556	0.0676	0.430555556	0.0676	2026
	0082			3.76518584	29.27808509	3.76518584	29.27808509	2026
	0083			0.127444444	0.026	0.127444444	0.026	2026
	0084			1.177777778	0.165	1.177777778	0.165	2026
	0085			1.177777778	0.165	1.177777778	0.165	2026
	0086			1.177777778	0.165	1.177777778	0.165	2026
	0087			1.177777778	0.165	1.177777778	0.165	2026
	0088			0.551111111	0.00364	0.551111111	0.00364	2026
Всего по загрязняющему веществу:				10.835741396	31.04932509	10.835741396	31.04932509	2026
(0410) Метан (727*)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Испытания 1-го объекта скважины ВАК-8	0082			0.094129646	0.731952127	0.094129646	0.731952127	2026
Всего по загрязняющему веществу:				0.094129646	0.731952127	0.094129646	0.731952127	2026

ЭРА v3.0 АО "СНПС-Актюбемунгаз"

Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу по объекту на период испытания

ТЕРЕСКЕН-2, Испытания 1-го объекта скважины ВАК-8

1	2	3	4	5	6	7	8	9
(0415) Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Испытания 1-го объекта скважины ВАК-8	0075			0.531	0.02554	0.531	0.02554	2026
	0076			0.531	0.02554	0.531	0.02554	2026
	0077			0.531	0.02554	0.531	0.02554	2026
	0078			0.531	0.02554	0.531	0.02554	2026
Н е о р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
	6017			0.001892	0.01523708	0.001892	0.01523708	2026
	6018			0.003044	0.06401084	0.003044	0.06401084	2026
	6019			0.001197	0.01768	0.001197	0.01768	2026
	6020			0.001197	0.01768	0.001197	0.01768	2026
Всего по загрязняющему веществу:				2.13133	0.21676792	2.13133	0.21676792	2026
(0416) Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Испытания 1-го объекта скважины ВАК-8	0075			0.1964	0.00945	0.1964	0.00945	2026
	0076			0.1964	0.00945	0.1964	0.00945	2026
	0077			0.1964	0.00945	0.1964	0.00945	2026
	0078			0.1964	0.00945	0.1964	0.00945	2026
Н е о р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
	6017			0.00503	0.04052676	0.00503	0.04052676	2026
	6018			0.0081	0.1703697	0.0081	0.1703697	2026
	6019			0.003185	0.0470894	0.003185	0.0470894	2026
	6020			0.003185	0.0470894	0.003185	0.0470894	2026
Всего по загрязняющему веществу:				0.8051	0.34287526	0.8051	0.34287526	2026
(0602) Бензол (64)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Испытания 1-го объекта скважины ВАК-8	0075			0.002566	0.0001234	0.002566	0.0001234	2026
	0076			0.002566	0.0001234	0.002566	0.0001234	2026
	0077			0.002566	0.0001234	0.002566	0.0001234	2026
	0078			0.002566	0.0001234	0.002566	0.0001234	2026

ЭРА v3.0 АО "СНПС-Актотобемунайгаз"

Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу по объекту на период испытания

ТЕРЕСКЕН-2, Испытания 1-го объекта скважины ВАК-8

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Всего по загрязняющему веществу:				0.010264	0.0004936	0.010264	0.0004936	2026
(0616) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Испытания 1-го объекта скважины ВАК-8	0075			0.000806	0.0000388	0.000806	0.0000388	2026
	0076			0.000806	0.0000388	0.000806	0.0000388	2026
	0077			0.000806	0.0000388	0.000806	0.0000388	2026
	0078			0.000806	0.0000388	0.000806	0.0000388	2026
Всего по загрязняющему веществу:				0.003224	0.0001552	0.003224	0.0001552	2026
(0621) Метилбензол (349)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Испытания 1-го объекта скважины ВАК-8	0075			0.001613	0.0000776	0.001613	0.0000776	2026
	0076			0.001613	0.0000776	0.001613	0.0000776	2026
	0077			0.001613	0.0000776	0.001613	0.0000776	2026
	0078			0.001613	0.0000776	0.001613	0.0000776	2026
Всего по загрязняющему веществу:				0.006452	0.0003104	0.006452	0.0003104	2026
(0703) Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Испытания 1-го объекта скважины ВАК-8	0074			0.000001833	0.000002035	0.000001833	0.000002035	2026
	0079			0.000000587	0.00000011	0.000000587	0.00000011	2026
	0081			0.000000833	0.000000143	0.000000833	0.000000143	2026
	0083			0.000000247	5.5e-8	0.000000247	5.5e-8	2026
	0084			0.000002444	0.000000338	0.000002444	0.000000338	2026
	0085			0.000002444	0.000000338	0.000002444	0.000000338	2026
	0086			0.000002444	0.000000338	0.000002444	0.000000338	2026
	0087			0.000002444	0.000000338	0.000002444	0.000000338	2026
	0088			0.000001067	8e-9	0.000001067	8e-9	2026
Всего по загрязняющему веществу:				0.000014343	0.000003703	0.000014343	0.000003703	2026

ЭРА v3.0 АО "СНПС-Актобемунайгаз"

Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу по объекту на период испытания

ТЕРЕСКЕН-2, Испытания 1-го объекта скважины ВАК-8

1	2	3	4	5	6	7	8	9
(1325) Формальдегид (Метаналь) (609)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Испытания 1-го объекта скважины ВАК-8	0074			0.018333333	0.0185	0.018333333	0.0185	2026
	0079			0.005866667	0.001	0.005866667	0.001	2026
	0081			0.008333333	0.0013	0.008333333	0.0013	2026
	0083			0.002466667	0.0005	0.002466667	0.0005	2026
	0084			0.022222222	0.003	0.022222222	0.003	2026
	0085			0.022222222	0.003	0.022222222	0.003	2026
	0086			0.022222222	0.003	0.022222222	0.003	2026
	0087			0.022222222	0.003	0.022222222	0.003	2026
	0088			0.010666667	0.00007	0.010666667	0.00007	2026
Всего по загрязняющему веществу:				0.134555555	0.03337	0.134555555	0.03337	2026
(2754) Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете(10)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Испытания 1-го объекта скважины ВАК-8	0074			0.443055556	0.444	0.443055556	0.444	2026
	0079			0.141777778	0.024	0.141777778	0.024	2026
	0080			0.003480228	0.0007319448	0.003480228	0.0007319448	2026
	0081			0.201388889	0.0312	0.201388889	0.0312	2026
	0083			0.059611111	0.012	0.059611111	0.012	2026
	0084			0.533333333	0.075	0.533333333	0.075	2026
	0085			0.533333333	0.075	0.533333333	0.075	2026
	0086			0.533333333	0.075	0.533333333	0.075	2026
	0087			0.533333333	0.075	0.533333333	0.075	2026
	0088			0.257777778	0.00168	0.257777778	0.00168	2026
Н е о р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
	6017			0.01456	0.1173306	0.01456	0.1173306	2026
	6018			0.0234	0.4925681	0.0234	0.4925681	2026
	6019			0.00921	0.136161	0.00921	0.136161	2026
	6020			0.00921	0.136161	0.00921	0.136161	2026
Всего по загрязняющему веществу:				3.296804672	1.6958326448	3.296804672	1.6958326448	2026
Всего по объекту:				33.8999753863	68.5530827617	33.8999753863	68.5530827617	
Из них:								
Итого по организованным источникам:				33.8163134863	67.2441090007	33.8163134863	67.2441090007	
Итого по неорганизованным источникам:				0.0836619	1.308973761	0.0836619	1.308973761	

### **9.1.5 Мероприятия по защите атмосферы от загрязнения**

Добыча углеводородного сырья обуславливает постоянное пополнение воздушной среды новыми объемами загрязняющих веществ. Основными мероприятиями по уменьшению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу являются:

- разработка технологического регламента на период НМУ;
- обучение персонала реагированию на аварийные ситуации;
- соблюдение норм и правил противопожарной безопасности;
- не допускать разлива ГСМ;
- хранить производственные отходы в строго определенных местах.

Для сведения к минимуму отрицательного действия, сопровождающее промышленное производство энергетического и химического сырья, необходимы способы борьбы за уменьшение его потерь.

В технологии добычи ими будут:

- Герметизация напорной системы сбора нефти.
- Подавление наружной (изоляция покрытие) и внутренней коррозии (подача ингибитора коррозии).

Указанные выше меры по снижению вредного воздействия нефтедобывающего объекта оказываются достаточными, по расчетным показателям загрязнения воздушного бассейна при нормальном режиме работ, так как обеспечивают санитарные требования к качеству воздуха.

### **9.1.6 Мероприятия по регулированию выбросов при неблагоприятных метеорологических условиях**

Уровень загрязнения приземных слоев атмосферы во многом зависит от метеорологических условий. В некоторых случаях метеорологические условия способствуют накоплению загрязняющих веществ в районе расположения объекта, т.е. концентрации примесей могут резко возрасти. Для предупреждения возникновения высокого уровня загрязнения осуществляются регулирование и кратковременное сокращение выбросов загрязняющих веществ.

Неблагоприятными метеорологическими условиями при оценочных работах на месторождении могут быть:

- пыльные бури,
- штормовой ветер,
- штиль,
- температурная инверсия,

- высокая относительная влажность (выше 70%).

Любой из этих неблагоприятных факторов может привести к внештатной ситуации, связанной с риском для жизни обслуживающего персонала и нанесением вреда окружающей природной среде. Поэтому необходимо в период НМУ (в зависимости от тяжести неблагоприятных метеорологических условий) дополнительно предусмотреть мероприятия, которые не требуют существенных затрат и носят организационно-технический характер. В целях минимизации влияния неблагоприятных метеорологических условий на загрязнение окружающей природной среды на предприятии должен быть разработан технологический регламент на период НМУ, обслуживающий персонал обучен реагированию на аварийные ситуации.

При наступлении неблагоприятных метеорологических условий в первую очередь следует сокращать низкие, рассредоточенные выбросы загрязняющих веществ на предприятии, в тоже время выполнение мероприятий не должно приводить к существенному сокращению производственной мощности предприятия.

В зависимости от ожидаемого уровня загрязнения атмосферы составляют предупреждения 3-х степеней опасности. Предупреждения первой степени опасности составляются в том случае, когда ожидают концентрации в воздухе одного или нескольких контролируемых веществ выше ПДК.

Мероприятия по регулированию выбросов носят организационно-технический характер:

- контроль за местами пересыпки пылящих материалов и других источников пылегазовыделений;
- запрещение продувки и чистки оборудования, газоотходов, емкостей, а также ремонтных работ, связанные с повышенным выделением вредных веществ в атмосферу;
- контроль за точным соблюдением технологического регламента производства;
- запрещение работы оборудования на форсированном режиме;
- ограничение погрузочно-разгрузочных работ, связанных с выбросом загрязняющих веществ в атмосферу.

Эти мероприятия позволяют сократить объем выбросов и соответственно концентрации загрязняющих веществ в атмосфере на 15-20%.

Мероприятия по второму режиму включают все вышеперечисленные мероприятия, а также мероприятия на базе технологических процессов сопровождающиеся

незначительным снижением производительности предприятия, обеспечивают сокращение концентрации загрязняющих веществ на 20-40%:

- ограничение движения и использования транспорта на территории предприятия согласно ранее разработанных схем маршрутов;
- проверку автотранспорта на содержание загрязняющих веществ в выхлопных газах.

По третьему режиму мероприятия должны обеспечивать сокращение концентрации загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы на 40-60%, а в особо опасных случаях следует осуществлять полное прекращение выбросов.

- снижение производственной мощности или полную остановку производств, сопровождающихся значительными выбросами загрязняющих веществ;
- отключение аппаратов и оборудования с законченным циклом, сопровождающимся значительным загрязнением воздуха;
- запрещение погрузочно-разгрузочных работ, отгрузки готовой продукции, сыпучего исходного сырья и реагентов, являющихся источниками загрязнения;
- остановку пусковых работ на аппаратах и технологических линиях, сопровождающихся выбросами в атмосферу;
- запрещение выезда на линии автотранспортных средств с неотрегулированными двигателями.

### **9.1.7 Рассеивания загрязняющих веществ**

Работы на месторождении сопровождаются выбросами загрязняющих веществ в атмосферу, воздействие которых на окружающую среду находится в прямой зависимости от метеорологических условий, вида загрязняющего вещества, времени воздействия и др.

Перемещение воздушных масс в атмосфере возникает вследствие существующей разницы в нагреве воздушных слоев, находящихся над морями и материками между полюсами и экватором. Кроме крупномасштабных воздушных течений в нижних слоях атмосферы возникают многочисленные местные циркуляции, связанные с особенностями нагревания атмосферы в отдельных районах. Температурная стратификация атмосферы определяет условие перемешивания загрязняющих веществ и характеризуется коэффициентом стратификации.

Одним из ведущих параметров процесса рассеивания в воздухе конкретного промышленного предприятия является скорость ветра. В условиях безветрия рассеивание вредных веществ происходит главным образом под воздействием вертикальных потоков воздуха, и при данных условиях загрязняющие вещества оседают вблизи источника

выброса. Высокие скорости ветра увеличивают разбавляющую роль атмосферы, способствуют более низким кризисным концентрациям в направлении ветра.

Степень опасности загрязнения атмосферного воздуха характеризуется наибольшим рассчитанным значением концентрации загрязняющих веществ, соответствующим неблагоприятным метеорологическим условиям, в том числе опасной скорости ветра.

### **9.1.8 Оценка воздействия на качество атмосферного воздуха**

Источниками воздействия на атмосферный воздух, является технологическое оборудование, установки, системы и сооружения основного и вспомогательных производств, необходимые для разведочных работ. На основе запланированных работ в геологическом проекте была проведена предварительная инвентаризация источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при работах.

В системе нормирования вредных выбросов в атмосферу рассматриваются вещества, образующиеся в результате производственной деятельности.

Предварительное обоснование данных о выбросах загрязняющих веществ в атмосферу от источников выделения, выполнено с учетом действующих методик и паспортов действующего оборудования, расходов сырья и материалов.

- оборудование резервуаров в резервуарных парках современной дыхательной арматурой, обвязанной газоуравнительной системой, плавающими крышами или понтонами. При технической невозможности осуществления указанных мер устанавливаются диски-отражатели. Наружная поверхность резервуаров окрашивается краской с высокой лучеотражающей способностью;

- предупреждение возможности нефтегазопроявлений при бурении и ремонте скважин;

- применение закрытой системы продувок аппаратов и трубопроводов;

- применение закрытой системы подготовки промышленных сточных вод, содержащих сероводород;

- обеспечение герметизации бездействующих скважин и контроль их технического состояния;

- обеспечение герметизации сальников запорной арматуры, скважин, трубопроводов, аппаратов и насосных агрегатов;

- обеспечение герметизации дренажных систем и канализационных колодцев, нефтеловушек закрытого типа;

Таблица 9.1.8.1 - Анализ последствий возможного загрязнения атмосферного воздуха

Источники и виды воздействия	Пространственный масштаб	Временный масштаб	Интенсивность воздействия	Значимость воздействия
1	2	3	4	5
<b>Атмосферный воздух</b>				
Выбросы ЗВ в атмосферу от спецтехники	Локальное 1	Кратковременное 1	Умеренное 3	Воздействие низкой значимости 3
Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу от автотранспорта. Пыление дорог при движении автотранспорта	Локальное 1	Кратковременное 1	Умеренное 3	Низкой значимости 3

**Природоохранные мероприятия.** При проведении работ с минимальными (рассчитанными в ООС) воздействиями на атмосферный воздух необходимо строгое выполнение проектных решений. По результатам предварительных расчетов рассеивания приземных концентраций жилые вагоны следует расположить на расстоянии не менее 150м от площадки буровой, с учетом розы ветров.

**Вывод:** В целом воздействия работ на состояние атмосферного воздуха, можно оценить как: *локальное (1)* - площадь воздействия менее 1 км<sup>2</sup> для площадных объектов, *кратковременное (1)* - продолжительность воздействия до 6 месяцев, *умеренное (3)* - изменения среды превышают пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов природной среды. Природная среда сохраняет способность к самовосстановлению поврежденных элементов.

Таким образом, интегральная оценка составляет 3 балла, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости определяется, как *воздействие низкой значимости*.

## 9.2 Оценка воздействия на водные ресурсы

### 9.2.1 Поверхностные и подземные воды

Водный баланс Каспийского моря определяется речным стоком, поступающим в море, с учетом потерь на испарение в дельтах рек, подземным притоком в море, атмосферными осадками, испарением и конденсацией, а также стоком в залив Кара-Богаз-Гол.

Речной сток Каспийского моря формируется за счет 130 рек, которые впадают в него. Основной объем стока приносит Волга (80 %), Жайык (5 %), Терек, Сулак, Самур (в сумме приносят 5 %) и Кура (6 %), остальное (4 %) приходится на сток рек иранского побережья и малые реки Кавказа (Лебедев, и др., 2005). Средний многолетний речной сток

в период с 1900 по 1990 гг. составил  $300 \text{ км}^3 / \text{год}$  (Георгиевский, 1982).

Вклад атмосферных осадков в приходную часть водного баланса изменяется в соответствии с гидрометеорологическими условиями. Среднее многолетнее количество осадков для Каспийского моря составляет  $80 \text{ км}^3 / \text{год}$  (1969).

Подземный сток по данным разных авторов варьируется от  $0,03 \text{ км}^3$  до  $49,3 \text{ км}^3 / \text{год}$  (Гидрометеорология и гидрохимия морей, 1992), однако его роль весьма незначительна. По данным РГП «Казгидромет» среднегодовой фоновый уровень моря на МС Актау составил – 27,32 м. На ГМС Кулалы уровень моря по Балтийской системе высот (далее – БСВ) равен – 27,91 м, что является наибольшим показателем уровня за период 2010-2023 гг.

*Проектируемый объект расположен за пределами водоохранной зоны и водоохранной полосы реки.*

Воздействие на поверхностные и подземные воды не предполагается.

## 9.2.2 Водоснабжение и водоотведение

Водоснабжение объекта на период работ месторождения предусматривается привозное подрядной организацией согласно договору. Изъятие пресных вод с недр земли не предусмотрено. Специальное водопользование при осуществлении работ не предусмотрено.

Вода будет использоваться на хозяйственно-бытовые, питьевые и производственно-технологические нужды. На хозяйственно-бытовые и питьевые нужды работающего персонала при проведении работ будет использоваться вода питьевого качества. На технологические нужды будет использоваться техническая вода. Вода питьевого качества будет использоваться на питье, приготовление пищи, прачечных, душевых, туалетах. Для производственной и хозяйственно-бытовой деятельности предприятия используется питьевая и техническая вода. Поверхностного и подземного водозабора нет. Водопотребление и утилизация сточных вод осуществляется на основании *договора со специализированной организацией.*

**Водоснабжение.** Источников пресной воды в районе проектируемых работ нет.

Водоснабжение водой буровой бригады для питьевых и хозяйственных нужд осуществляется автоцистернами и привозной бутилированной водой.

Хозяйственно-питьевые нужды в период мобилизации, строительства скважины, водяной скважины и их демобилизации будут обеспечены привозной и бутилированной водой. Качество воды должно отвечать «Санитарно-эпидемиологическим требованиям к водоисточникам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-

питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов», № 26 от 20 февраля 2023 г. Хозяйственно-питьевая вода на территорию ведения буровых работ будет привозиться в цистернах, которые следует обеззараживать не менее 1 раза в 10 дней. Хранение воды для питьевых и хозяйственно-бытовых нужд предусматривается в емкостях объемом по 20 м<sup>3</sup>.

Число персонала, привлекаемого для бурения, обслуживания строительно-монтажных работ и геофизических исследований в скважинах, составит максимально 45 человек. Проживать члены буровой бригады будут на участке проведения работ (вагончики с душем, умывальником).

Работающие будут обеспечены водой, удовлетворяющей требованиям Приказа Министра здравоохранения РК №26 от 20 февраля 2023 г. «Санитарно-эпидемиологические требования к вод источникам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов».

***Специальное водопользование не планируется. (66 Статья Водного Кодекса)***

***Водоотведение. Сточные воды отводятся в специальные емкости, по мере накопления откачиваются и вывозятся согласно договору. Сброс воды в поверхностные, подземные воды и на рельеф местности не планируется. В связи с тем, что вывоз сточных вод будет осуществляться подрядной организацией, очистка и повторное использование не планируется. Более детальное описание процесса будет на этапе получения экологического разрешения на воздействие в проект нормативов допустимых сбросов.***

**Предварительный расчет максимальных объемов водопотребления и водоотведения при строительстве скважин ВАК-6, ВАК-7 и ВАК-8.**

**Расчеты водопотребления и водоотведения.**

**От скважины ВАК-6**

Нормы водоотведения соответствует нормам водопотребления

Питьевая вода и бытовое водоснабжение:

$$Q_{\text{сут.м}} = \sum q_{\text{ж}} N_{\text{ж}} / 1000,$$

где  $q_{\text{ж}}$  - удельное водопотребление, (потребность для всех этапов строительства скважины при норме 150 литров на 1 человека в сутки, принимаемое по СНиП 4.01-02-2009, Таблице 5.1);

$N_{\text{ж}}$  - количества работников.

$$Q_{\text{сут.м}} = 150 \times 45 / 1000 = 6,75 \text{ м}^3 / \text{сут}$$

Коэффициент суточной неравномерности водопотребления  $K_{сут}$ :  $K_{сут.max} = 1,1-1,3$

$$Q_{год\ max} = 6,75 \times 1,3 \times 115 = 1009,13 \text{ м}^3/\text{год}$$

Объем питьевого и бытового водоснабжения от скважины составит –  $1009,13 \text{ м}^3/\text{год}$ .

Качество поставляемой воды должно соответствовать «Санитарно-эпидемиологические требования к водоисточникам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов» Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 20 февраля 2023 года № 26. Зарегистрирован в Министерстве юстиции Республики Казахстан 20 февраля 2023 года № 31934.

В процессе хозяйственно-бытовой деятельности месторождения образуются хозяйственно-бытовые сточные воды. Объем хозяйственно-бытовых стоков рассчитан с учетом потерь из расчета 70% от водопотребления.

$$1009,13 \times 70/100 = 706,39 \text{ м}^3/\text{год}$$

Хозяйственно-бытовые сточные воды от скважины -  $706,39 \text{ м}^3/\text{год}$

Объем буровых сточных вод ( $V_{БСВ}$ ) с учетом повторного использования:

$$V_{БСВ} = 2 * V_{обр}$$

$$V_{БСВ} = 2 * 350,10 = 700,20 \text{ м}^3$$

Расчет воды, используемой на технические нужды

Необходимого количества воды для приготовления и обработки раствора на скважину.

$$V_{в} = V_{б.р} - V_{г} = 422,27 - 54,49 = 367,78 \text{ м}^3$$

$$V_{г} = \frac{V_{б.р} \cdot (\rho_{р} - \rho_{в})}{(\rho_{г} - \rho_{в})} = \frac{422,27 \cdot (1,2 - 1)}{(2,55 - 1)} = 54,49 \text{ м}^3$$

$$V_{б.р} = V_{п} + V_{ц} = 182,27 + 240 = 422,27 \text{ м}^3$$

где:  $V_{в}$  – объем воды,  $\text{м}^3$ ;

$V_{б.р}$  – объем бурового раствора,  $\text{м}^3$ ;

$V_{г}$  – объем глины,  $\text{м}^3$ ;

$\rho_{р}$  - удельный вес раствора,  $\text{т}/\text{м}^3$ ;

$\rho_{в}$  - удельный вес воды,  $\text{т}/\text{м}^3$ ;

$\rho_{г}$  - удельный вес глины,  $\text{т}/\text{м}^3$ ;

$V_{п}$  - объем приготавливаемого бурового раствора при бурении всей скважины,  $V_{п} = 182,27 \text{ м}^3$ ;

$V_{ц}$  - объем циркуляционной системы буровой установки,  $V_{ц} = 240 \text{ м}^3$ .

Объем воды для приготовления и обработки раствора на скважину –  $367,78 \text{ м}^3$

Необходимого количества воды для цементаж и запас раствора при осложнении на скважину:

1. направление:  $V_{\text{воды на цементаж}} - 30\text{м}^3$
  2. кондуктор:  $V_{\text{на затворение}} - 34,60\text{м}^3$ ,  $V_{\text{пр.ж.}} - 23,0\text{м}^3$
  3. тех. колонну:  $V_{\text{затв.}} - 64,70\text{м}^3$ ,  $V_{\text{пр.ж.}} - 42,20\text{м}^3$
  4. экс. колонну:  $V_{\text{затв.}} - 32,80\text{м}^3$ ,  $V_{\text{пр.ж.}} - 32,60\text{м}^3$
- Объем воды на скважину –  $259,90\text{м}^3$

Согласно Требованиям ПБ в случае проявления на буровой должен быть 2 кратный запас бурового раствора –  $32,0 \times 2 = 64,0\text{м}^3$ .

Вода для хоз-бытовых нужд предоставляется на договорной основе. Вода привозится в бутылках и цистернах. По согласованию с районной санэпидемстанцией цистерны обеззараживаются не менее 1 раза в 10 дней.

Обеспечение скважин глубокого бурения технической водой при строительстве также осуществляется на договорной основе. Строительство скважин производится подрядной буровой компанией.

**Таблица 9.2.2.1 - Баланс водопотребления технической воды от скважины ВАК-6**

№	Наименование	Источник заданного вида снабжения	Объем запасных емкостей для воды $\text{м}^3$	Водопотребление, $\text{м}^3$
<b>Вода для технических нужд</b>				
1	Вода для приготовления и обработки раствора	Привозная	80-100	367,78
2	Вода при креплении скважины (цементаж)	Привозная	-	259,90
3	Запас бурового раствора при осложнении	Привозная	-	64,0
Итого				691,68
<b>Питьевое и бытовое водоснабжение</b>				
Характеристика источника водоснабжения(вода привозится в бутылках и цистернах)		Расчетная потребность 150 литров на 1 человека в сутки (СНИП 4.01-02-2009)		
Водоснабжения и наружные сети и сооружения $6,75 \times 1,3 \times 115 = 1009,13\text{м}^3/\text{год}$		1009,13		

**Таблица 9.2.2.2 - Баланс водопотребления и водоотведения от скважины ВАК-6**

Производство	Водопотребление, $\text{м}^3/\text{год}$						Водоотведение, $\text{м}^3/\text{год}$					
	Всего	На производственные нужды				На хозяйственно – бытовые нужды	Безвозвратное потребление	Всего	Объем сточной воды, повторно используемой	Производственные сточные воды	Хозяйственно-бытовые сточные воды	Примечание
		Свежая вода	В том числе питьевого качества	Оборотная вода	Повторно – используемая вода							
1	1398,07	691,68	-	367,78	367,78	706,39	706,39	1406,59	-	700,20	706,39	

\*Примечание: всего объем водопотребления 1398,07 год, с учетом хозяйственно бытовых сточных вод в объеме 706,39 м<sup>3</sup>/год. Потребное количество технической воды при бурении 691,68 м<sup>3</sup>. Вода для технических нужд, как и хозяйственно бытовых заводится согласно договору.

### От скважины ВАК-7

Нормы водоотведения соответствует нормам водопотребления

Питьевая вода и бытовое водоснабжение:

$$Q_{\text{сут.м}} = \sum q_{\text{ж}} N_{\text{ж}} / 1000,$$

где  $q_{\text{ж}}$  - удельное водопотребление, (потребность для всех этапов строительства скважины при норме 150 литров на 1 человека в сутки, принимаемое по СНиП 4.01-02-2009, Таблице 5.1);

$N_{\text{ж}}$  - количества работников.

$$Q_{\text{сут.м}} = 150 \times 45 / 1000 = 6,75 \text{ м}^3 / \text{сут}$$

Коэффициент суточной неравномерности водопотребления  $K_{\text{сут}}$ :  $K_{\text{сут.мах}} = 1,1-1,3$

$$Q_{\text{год мах}} = 6,75 \times 1,3 \times 115 = 1009,13 \text{ м}^3 / \text{год}$$

Объем питьевого и бытового водоснабжения от скважины составит – 1009,13 м<sup>3</sup>/год.

В процессе хозяйственно-бытовой деятельности месторождения образуются хозяйственно-бытовые сточные воды. Объем хозяйственно-бытовых стоков рассчитан с учетом потерь из расчета 70% от водопотребления.

$$1009,13 \times 70 / 100 = 706,39 \text{ м}^3 / \text{год}$$

Хозяйственно-бытовые сточные воды от скважины - 706,39 м<sup>3</sup>/год

Объем буровых сточных вод ( $V_{\text{БСВ}}$ ) с учетом повторного использования:

$$V_{\text{БСВ}} = 2 * V_{\text{обр}}$$

$$V_{\text{БСВ}} = 2 * 359,67 = 719,34 \text{ м}^3$$

Расчет воды, используемой на технические нужды

Необходимого количества воды для приготовления и обработки раствора на скважину.

$$V_{\text{в}} = V_{\text{б.р}} - V_{\text{г}} = 429,85 - 55,46 = 374,39 \text{ м}^3$$

$$V_{\text{г}} = \frac{V_{\text{б.р}} \cdot (\rho_{\text{р}} - \rho_{\text{в}})}{(\rho_{\text{г}} - \rho_{\text{в}})} = \frac{429,85 \cdot (1,2 - 1)}{(2,55 - 1)} = 55,46 \text{ м}^3$$

$$V_{\text{б.р}} = V_{\text{п}} + V_{\text{ц}} = 189,85 + 240 = 429,85 \text{ м}^3$$

где:  $V_{\text{в}}$  – объем воды, м<sup>3</sup>;

$V_{\text{б.р}}$  – объем бурового раствора, м<sup>3</sup>;

$V_{\text{г}}$  – объем глины, м<sup>3</sup>;

$\rho_{\text{р}}$  - удельный вес раствора, т/м<sup>3</sup>;

$\rho_{\text{в}}$  - удельный вес воды, т/м<sup>3</sup>;

$\rho_{\Gamma}$  - удельный вес глины, т/м<sup>3</sup>;

$V_{\Pi}$  - объем приготавливаемого бурового раствора при бурении всей скважины,  $V_{\Pi}=189,85\text{м}^3$ ;

$V_{\text{ц}}$  - объем циркуляционной системы буровой установки,  $V_{\text{ц}} = 240 \text{ м}^3$ .

Объем воды для приготовления и обработки раствора на скважину –  $374,39 \text{ м}^3$

Необходимого количества воды для цементации и запас раствора при осложнении на скважину:

1. направление:  $V_{\text{воды на цементаж.}} - 30\text{м}^3$

2. кондуктор:  $V_{\text{на затворение.}} - 43,70\text{м}^3$ ,  $V_{\text{пр.ж.}} - 23,0\text{м}^3$

3. тех. колонну:  $V_{\text{затв.}} - 64,70\text{м}^3$ ,  $V_{\text{пр.ж.}} - 42,20\text{м}^3$

4. экс. колонну:  $V_{\text{затв.}} - 34,10\text{м}^3$ ,  $V_{\text{пр.ж.}} - 33,30\text{м}^3$

Объем воды на 1 скважину –  $271,0\text{м}^3$

Согласно Требованиям ПБ в случае проявления на буровой должен быть 2 кратный запас бурового раствора –  $32,60 \times 2 = 65,20\text{м}^3$ .

**Таблица 9.2.2.3 - Баланс водопотребления технической воды от скважины ВАК-7**

№	Наименование	Источник заданного вида снабжения	Объем запасных емкостей для воды м <sup>3</sup>	Водопотребление, м <sup>3</sup>
<b>Вода для технических нужд</b>				
1	Вода для приготовления и обработки раствора	Привозная	80-100	374,39
2	Вода при креплении скважины (цементаж)	Привозная	-	271,0
3	Запас бурового раствора при осложнении	Привозная	-	65,20
Итого				710,59
<b>Питьевое и бытовое водоснабжение</b>				
Характеристика источника водоснабжения (вода привозится в бутылках и цистернах)		Расчетная потребность 150 литров на 1 человека в сутки (СНИП 4.01-02-2009)		
Водоснабжения и наружные сети и сооружения $6,75 \times 1,3 \times 115 = 1009,13 \text{ м}^3/\text{год}$		1009,13		

**Таблица 9.2.2.4 - Баланс водопотребления и водоотведения от скважины ВАК-7**

Производство	Водопотребление, м <sup>3</sup> /год							Водоотведение, м <sup>3</sup> /год				
	Всего	На производственные нужды				На хозяйственно – бытовые нужды	Безвозвратное потребление	Всего	Объем сточной воды, повторно используемой	Производственные сточные воды	Хозяйственно-бытовые сточные воды	Примечание
		Свежая вода		Оборотная вода	Повторно – используемая вода							
		Всего	В том числе питьевого качества									
1	1416,98	710,59	-	374,39	374,39	706,39	706,39	1425,73	-	719,34	706,39	

\*Примечание: всего объем водопотребления  $1416,98 \text{ м}^3/\text{год}$ , с учетом хозяйственно бытовых сточных вод в объеме  $706,39 \text{ м}^3/\text{год}$ . Потребное количество технической воды при бурении  $710,59 \text{ м}^3$ . Вода для технических нужд, как и хозяйственно бытовых завозится согласно договору.

**От скважины ВАК-8**

Нормы водоотведения соответствует нормам водопотребления

Питьевая вода и бытовое водоснабжение:

$$Q_{\text{сут.м}} = \sum q_{\text{ж}} N_{\text{ж}} / 1000,$$

где  $q_{\text{ж}}$  - удельное водопотребление, (потребность для всех этапов строительства скважины при норме 150 литров на 1 человека в сутки, принимаемое по СНиП 4.01-02-2009, Таблице 5.1);

$N_{\text{ж}}$  - количества работников.

$$Q_{\text{сут.м}} = 150 \times 45 / 1000 = 6,75 \text{ м}^3 / \text{сут}$$

Коэффициент суточной неравномерности водопотребления  $K_{\text{сут}}$ :  $K_{\text{сут.макс}} = 1,1-1,3$

$$Q_{\text{год макс}} = 6,75 \times 1,3 \times 115 = 1009,13 \text{ м}^3 / \text{год}$$

Объем питьевого и бытового водоснабжения от скважины составит – 1009,13 м<sup>3</sup>/год.

В процессе хозяйственно-бытовой деятельности месторождения образуются хозяйственно-бытовые сточные воды. Объем хозяйственно-бытовых стоков рассчитан с учетом потерь из расчета 70% от водопотребления.

$$1009,13 \times 70 / 100 = 706,39 \text{ м}^3 / \text{год}$$

Хозяйственно-бытовые сточные воды от скважины - 706,39 м<sup>3</sup>/год

Объем буровых сточных вод ( $V_{\text{БСВ}}$ ) с учетом повторного использования:

$$V_{\text{БСВ}} = 2 * V_{\text{обр}}$$

$$V_{\text{БСВ}} = 2 * 362,56 = 725,12 \text{ м}^3$$

Расчет воды, используемой на технические нужды

Необходимого количества воды для приготовления и обработки раствора на скважину.

$$V_{\text{в}} = V_{\text{б.р}} - V_{\text{г}} = 432,14 - 55,76 = 376,38 \text{ м}^3$$

$$V_{\text{г}} = \frac{V_{\text{б.р}} \cdot (\rho_{\text{р}} - \rho_{\text{в}})}{(\rho_{\text{г}} - \rho_{\text{в}})} = \frac{432,14 \cdot (1,2 - 1)}{(2,55 - 1)} = 55,76 \text{ м}^3$$

$$V_{\text{б.р}} = V_{\text{п}} + V_{\text{ц}} = 192,14 + 240 = 432,14 \text{ м}^3$$

где:  $V_{\text{в}}$  – объем воды, м<sup>3</sup>;

$V_{\text{б.р}}$  – объем бурового раствора, м<sup>3</sup>;

$V_{\text{г}}$  – объем глины, м<sup>3</sup>;

$\rho_{\text{р}}$  - удельный вес раствора, т/м<sup>3</sup>;

$\rho_{\text{в}}$  - удельный вес воды, т/м<sup>3</sup>;

$\rho_{\text{г}}$  - удельный вес глины, т/м<sup>3</sup>;

$V_{\text{п}}$  - объем приготавливаемого бурового раствора при бурении всей скважины,  $V_{\text{п}} = 192,14 \text{ м}^3$ ;

$V_{ц}$  - объем циркуляционной системы буровой установки,  $V_{ц} = 240 \text{ м}^3$ .

Объем воды для приготовления и обработки раствора на скважину –  $376,38 \text{ м}^3$

Необходимого количества воды для цементации и запас раствора при осложнении на скважину:

1. направление:  $V_{\text{воды на цементаж.}} - 30 \text{ м}^3$

2. кондуктор:  $V_{\text{на затворение.}} - 43,70 \text{ м}^3$ ,  $V_{\text{пр.ж.}} - 23,0 \text{ м}^3$

3. тех. колонну:  $V_{\text{затв.}} - 67,20 \text{ м}^3$ ,  $V_{\text{пр.ж.}} - 43,60 \text{ м}^3$

4. экс. колонну:  $V_{\text{затв.}} - 33,70 \text{ м}^3$ ,  $V_{\text{пр.ж.}} - 33,80 \text{ м}^3$

Объем воды на 1 скважину –  $275,0 \text{ м}^3$

Согласно Требованиям ПБ в случае проявления на буровой должен быть 2 кратный запас бурового раствора –  $33,10 \times 2 = 66,20 \text{ м}^3$ .

**Таблица 9.2.2.5 - Баланс водопотребления технической воды от скважины ВАК-8**

№	Наименование	Источник заданного вида снабжения	Объем запасных емкостей для воды $\text{м}^3$	Водопотребление, $\text{м}^3$
<b>Вода для технических нужд</b>				
1	Вода для приготовления и обработки раствора	Привозная	80-100	376,38
2	Вода при креплении скважины (цементаж)	Привозная	-	275,0
3	Запас бурового раствора при осложнении	Привозная	-	66,20
Итого				717,58
<b>Питьевое и бытовое водоснабжение</b>				
Характеристика источника водоснабжения (вода привозится в бутылках и цистернах)		Расчетная потребность 150 литров на 1 человека в сутки (СНИП 4.01-02-2009)		
Водоснабжения и наружные сети и сооружения $6,75 \times 1,3 \times 115 = 1009,13 \text{ м}^3/\text{год}$		1009,13		

**Таблица 9.2.2.6 - Баланс водопотребления и водоотведения от скважины ВАК-8**

Производство	Водопотребление, $\text{м}^3/\text{год}$						Водоотведение, $\text{м}^3/\text{год}$					
	Всего	На производственные нужды				На хозяйственно-бытовые нужды	Безвозвратное потребление	Всего	Объем сточной воды, повторно используемой	Производственные сточные воды	Хозяйственно-бытовые сточные воды	Примечание
		Всего	В том числе питьевого качества	Оборотная вода	Повторно – используемая вода							
1	1423,97	717,58	-	376,38	376,38	706,39	706,39	1431,51	-	725,12	706,39	

\*Примечание: всего объем водопотребления  $1423,97 \text{ м}^3/\text{год}$ , с учетом хозяйственно бытовых сточных вод в объеме  $706,39 \text{ м}^3/\text{год}$ . Потребное количество технической воды при бурении  $717,58 \text{ м}^3$ . Вода для технических нужд, как и хозяйственно бытовых завозится согласно договору.

**Предварительный расчет максимальных объемов водопотребления и водоотведения при испытании скважин ВАК-6, ВАК-7 и ВАК-8.**

**От скважины ВАК-6**

Нормы водоотведения соответствует нормам водопотребления

Питьевая вода и бытовое водоснабжение:

$$Q_{\text{сут.м}} = \sum q_{\text{ж}} N_{\text{ж}} / 1000,$$

где  $q_{\text{ж}}$  - удельное водопотребление, (потребность для всех этапов строительства скважины при норме 150 литров на 1 человека в сутки, принимаемое по СНиП 4.01-02-2009, Таблице 5.1);

$N_{\text{ж}}$  - количества работников.

$$Q_{\text{сут.м}} = 150 \times 12 / 1000 = 1,8 \text{ м}^3 / \text{сут}$$

Коэффициент суточной неравномерности водопотребления  $K_{\text{сут}}$ :  $K_{\text{сут.макс}} = 1,1-1,3$

$$Q_{\text{год макс}} = 1,8 \times 1,3 \times 90 = 210,60 \text{ м}^3 / \text{год}$$

Объем питьевого и бытового водоснабжения от 1-го объекта – 210,60 м<sup>3</sup>/год.

Объем питьевого и бытового водоснабжения от 2-го объекта – 210,60 м<sup>3</sup>/год.

В процессе хозяйственно-бытовой деятельности месторождения образуются хозяйственно-бытовые сточные воды. Объем хозяйственно-бытовых стоков рассчитан с учетом потерь из расчета 70% от водопотребления.

$$210,60 \times 70 / 100 = 147,42 \text{ м}^3 / \text{год}$$

Хозяйственно-бытовые сточные воды от 1-го объекта – 147,42 м<sup>3</sup>/год.

Хозяйственно-бытовые сточные воды от 2-го объекта – 147,42 м<sup>3</sup>/год.

**Таблица 9.2.2.7 - Баланс водопотребления технической воды от скважины ВАК-6**

№	Наименование	Источник заданного вида снабжения	Объем запасных емкостей для воды м <sup>3</sup>	Водопотребление, м <sup>3</sup>
<b>Вода для технических нужд</b>				
1	Запас технический воды в период испытания	Привозная	100	100,0
<b>Итого</b>				100,0
<b>Питьевое и бытовое водоснабжение</b>				
Характеристика источника водоснабжения (вода привозится в бутылках и цистернах)			Расчетная потребность 150 литров на 1 человека в сутки (СНИП 4.01-02-2009)	
Водоснабжения и наружные сети и сооружения от 1-го объекта 1,8 x 1,3 x 90 = 210,60 м <sup>3</sup> /год			210,60 м <sup>3</sup> /год	
Водоснабжения и наружные сети и сооружения от 2-го объекта 1,8 x 1,3 x 90 = 210,60 м <sup>3</sup> /год			210,60 м <sup>3</sup> /год	

**Таблица 9.2.2.8 - Баланс водопотребления и водоотведения от скважины ВАК-6**

Производство	Водопотребление, м <sup>3</sup> /год						Водоотведение, м <sup>3</sup> /год					
	Всего	На производственные нужды				На хозяйственно – бытовые нужды	Безвозвратное потребление	Всего	Объем сточной воды, повторно используемой	Производственные сточные воды	Хозяйственно-бытовые сточные воды	Примечание
		Всего	Свежая вода	Оборотная вода	Повторно – используемая вода							
		В том числе питьевого качества										

1	<b>от 1-го объекта</b>											
	247,42	100,0	-	-	-	147,42	147,42	147,42	-	-	147,42	
2	<b>от 2-го объекта</b>											
	247,42	100,0	-	-	-	147,42	147,42	147,42	-	-	147,42	

\*Примечание: Всего объем водопотребления от 1-го объекта 247,42 м<sup>3</sup>/год, с учетом хозяйственно бытовых сточных вод в объеме 147,42 м<sup>3</sup>/год. Потребное количество технической воды при испытании 100,0м<sup>3</sup>. Всего объем водопотребления от 2-го объекта 247,42 м<sup>3</sup>/год, с учетом хозяйственно бытовых сточных вод в объеме 147,42 м<sup>3</sup>/год. Потребное количество технической воды при испытании 100,0м<sup>3</sup>. Вода для технических нужд как и хозяйственно бытовых завозится согласно договора. Вода для технических нужд как и хозяйственно бытовых завозится согласно договора.

### От скважины ВАК-7

Нормы водоотведения соответствует нормам водопотребления

Питьевая вода и бытовое водоснабжение:

$$Q_{\text{сут.м}} = \sum q_{\text{ж}} N_{\text{ж}} / 1000,$$

где  $q_{\text{ж}}$  - удельное водопотребление, (потребность для всех этапов строительства скважины при норме 150 литров на 1 человека в сутки, принимаемое по СНиП 4.01-02-2009, Таблице 5.1);

$N_{\text{ж}}$  - количества работников.

$$Q_{\text{сут.м}} = 150 \times 12 / 1000 = 1,8 \text{ м}^3 / \text{сут}$$

Коэффициент суточной неравномерности водопотребления  $K_{\text{сут}}$ :  $K_{\text{сут.макс}} = 1,1-1,3$

$$Q_{\text{год макс}} = 1,8 \times 1,3 \times 90 = 210,60 \text{ м}^3 / \text{год}$$

Объем питьевого и бытового водоснабжения от 1-го объекта – 210,60м<sup>3</sup>/год.

В процессе хозяйственно-бытовой деятельности месторождения образуются хозяйственно-бытовые сточные воды. Объем хозяйственно-бытовых стоков рассчитан с учетом потерь из расчета 70% от водопотребления.

$$210,60 \times 70 / 100 = 147,42 \text{ м}^3 / \text{год}$$

Хозяйственно-бытовые сточные воды от 1-го объекта – 147,42м<sup>3</sup>/год.

**Таблица 9.2.2.9 - Баланс водопотребления технической воды от скважины ВАК-7**

№	Наименование	Источник заданного вида снабжения	Объем запасных емкостей для воды м <sup>3</sup>	Водопотребление, м <sup>3</sup>
<b>Вода для технических нужд</b>				
1	Запас технический воды в период испытания	Привозная	100	100,0
<b>Итого</b>				100,0
<b>Питьевое и бытовое водоснабжение</b>				
Характеристика источника водоснабжения (вода привозится в бутылках и цистернах)			Расчетная потребность 150 литров на 1 человека в сутки (СНиП 4.01-02-2009)	
Водоснабжения и наружные сети и сооружения от 1-го объекта 1,8 x 1,3 x 90 = 210,60 м <sup>3</sup> /год			210,60 м <sup>3</sup> /год	

**Таблица 9.2.2.10 - Баланс водопотребления и водоотведения от скважины ВАК-7**

Производство	Водопотребление, м <sup>3</sup> /год						Водоотведение, м <sup>3</sup> /год					
	Всего	На производственные нужды		Оборотная вода	Повторно – используемая вода	На хозяйственно – бытовые нужды	Безвозвратное потребление	Всего	Объем сточной воды, повторно используемой	Производственные сточные воды	Хозяйственно-бытовые сточные воды	Примечание
		Свежая вода										
		Всего	В том числе питьевого качества									
1	247,42	100,0	-	-	-	147,42	147,42	147,42	-	-	147,42	

\*Примечание: Всего объем водопотребления 247,42 м<sup>3</sup>/год, с учетом хозяйственно бытовых сточных вод в объеме 147,42 м<sup>3</sup>/год. Потребное количество технической воды при испытании 100,0м<sup>3</sup>. Вода для технических нужд как и хозяйственно бытовых завозится согласно договора.

### От скважины ВАК-8

Нормы водоотведения соответствует нормам водопотребления

Питьевая вода и бытовое водоснабжение:

$$Q_{\text{сут.м}} = \sum q_{\text{ж}} N_{\text{ж}} / 1000,$$

где  $q_{\text{ж}}$  - удельное водопотребление, (потребность для всех этапов строительства скважины при норме 150 литров на 1 человека в сутки, принимаемое по СНиП 4.01-02-2009, Таблице 5.1);

$N_{\text{ж}}$  - количества работников.

$$Q_{\text{сут.м}} = 150 \times 12 / 1000 = 1,8 \text{ м}^3 / \text{сут}$$

Коэффициент суточной неравномерности водопотребления  $K_{\text{сут}}$ :  $K_{\text{сут.макс}} = 1,1-1,3$

$$Q_{\text{год макс}} = 1,8 \times 1,3 \times 90 = 210,60 \text{ м}^3 / \text{год}$$

Объем питьевого и бытового водоснабжения от 1-го объекта – 210,60м<sup>3</sup>/год.

В процессе хозяйственно-бытовой деятельности месторождения образуются хозяйственно-бытовые сточные воды. Объем хозяйственно-бытовых стоков рассчитан с учетом потерь из расчета 70% от водопотребления.

$$210,60 \times 70 / 100 = 147,42 \text{ м}^3 / \text{год}$$

Хозяйственно-бытовые сточные воды от 1-го объекта – 147,42м<sup>3</sup>/год.

**Таблица 9.2.2.11 - Баланс водопотребления технической воды от скважины ВАК-8**

№	Наименование	Источник заданного вида снабжения	Объем запасных емкостей для воды м <sup>3</sup>	Водопотребление, м <sup>3</sup>
<b>Вода для технических нужд</b>				
1	Запас технический воды в период испытания	Привозная	100	100,0
<b>Итого</b>				100,0
<b>Питьевое и бытовое водоснабжение</b>				
Характеристика источника водоснабжения (вода привозится в бутылках и цистернах)			Расчетная потребность 150 литров на 1 человека в сутки (СНИП 4.01-02-2009)	

Водоснабжения и наружные сети и сооружения от 1-го объекта 1,8 x 1,3 x 90 = 210,60 м <sup>3</sup> /год	210,60 м <sup>3</sup> /год
---	----------------------------

**Таблица 9.2.2.12 - Баланс водопотребления и водоотведения от скважины ВАК-8**

Производство	Водопотребление, м <sup>3</sup> /год						Водоотведение, м <sup>3</sup> /год					
	Всего	На производственные нужды		Оборотная вода	Повторно – используемая вода	На хозяйственно – бытовые нужды	Безвозвратное потребление	Всего	Объем сточной воды, повторно используемой	Производственные сточные воды	Хозяйственно-бытовые сточные воды	Примечание
		Свежая вода	В том числе питьевого качества									
1	247,42	100,0	-	-	-	147,42	147,42	147,42	-	-	147,42	

\*Примечание: Всего объем водопотребления 247,42 м<sup>3</sup>/год, с учетом хозяйственно бытовых сточных вод в объеме 147,42 м<sup>3</sup>/год. Потребное количество технической воды при испытании 100,0 м<sup>3</sup>. Вода для технических нужд как и хозяйственно бытовых завозится согласно договора.

### ***Мероприятия по охране подземных вод от истощения и загрязнения***

Под охраной подземных вод понимается система мер, направленных на предотвращение и устранение последствий загрязнения, засорения и истощения вод, а также на сохранение и улучшение их качественного и количественного состояния.

В целях предупреждения загрязнения и истощения подземных вод при работе на территории предусматриваются следующие мероприятия:

*К мероприятиям по предупреждению истощения подземных вод относят:*

- строгое соблюдение установленных лимитов на воду;
- отказ от размещения водоемких производств в районах с недостаточной обеспеченностью водой;
- проведение гидрогеологического контроля за предотвращением истощения эксплуатационных запасов подземных вод;
- тампонаж бездействующих водозаборных скважин.
- Повторное использования сточных вод с применением оборотных систем.

*К мероприятиям по предотвращению загрязнения подземных вод относят:*

- Предварительная очистка технической воды от загрязняющих веществ перед сбросом.
- запрещение сброса сточных вод и жидких отходов производства в поглощающие горизонты, имеющие гидравлическую связь с горизонтами, используемыми для водоснабжения;
- отвод загрязненного поверхностного стока с территории промплощадки в специальные накопители или очистные сооружения;

- устройство защитной гидроизоляции сооружений, являющихся потенциальными источниками загрязнения подземных вод;
- организацию зон санитарной охраны на территории, являющейся источником питания подземных вод;
- организацию регулярных режимных наблюдений за условиями залегания, уровнем и качеством подземных вод на участках существующего и потенциального загрязнения, связанного со строительством проектируемого объекта;
- необходимым условием применения химических реагентов при разработке месторождения является изучение геологического строения залежи и гидрогеологических условий. При выборе химического реагента для воздействия на пласт необходимо учитывать их класс опасности, растворимость в воде, летучесть;
- необходимо предотвращать возможные утечки и разлив химических реагентов, возникающие при подготовке скважин и оборудования к проведению основной технологической операции, при исследовании скважин; предотвращать использование неисправной или непроверенной запорно-регулирующей аппаратуры, механизмов, агрегатов, нарушение ведения основного процесса, негерметичности эксплуатационных колонн;
- если в процессе разработки месторождения появились признаки подземных утечек или межпластовых перетоков нефти, газа и воды, которые могут привести не только к безвозвратным потерям нефти и газа, но и загрязнению водоносных горизонтов, организация обязана установить и ликвидировать причину неуправляемого движения пластовых флюидов;
- четкая организация учета, сбора и вывоза всех отходов производства и потребления;
- реконструкция и модернизация систем водоснабжения и водоотведения оборотных систем производственного назначения и повторного использования воды;
- обязательно должен осуществляться производственный экологический контроль через сеть инженерных (наблюдательных) скважин за состоянием подземных вод (по периметру месторождения).

### ***Мероприятия по охране поверхностных вод от истощения и загрязнения***

Согласно «Правил охраны поверхностных вод Республики Казахстан», для охраны водного объекта необходимо выполнение следующих мероприятий и требований:

- на поверхностные воды не должно быть плавающих примесей, пятен масел, нефтепродуктов;

- запахи и привкусы не должны присутствовать в воде, кислотность воды должна находиться в пределах 6,5-8,5;
- в воде не должны содержаться ядовитые вещества в концентрациях, оказывающих вредное действие на людей и животных;
- количество растворенного в воде кислорода должно быть не менее 4 мг/л;
- БПК<sub>полн</sub> при 20<sup>0</sup>С не должна превышать 3 мг/л;
- минеральный осадок не должен быть более 1000 мг/л, в том числе хлоридов 350 и сульфатов 500 мг/л;
- сброс сточных вод в водные объекты является одним из видов специального водопользования и осуществляется на основании разрешений, выдаваемых в установленном порядке государственными контролирующими органами, в соответствии с разработанным проектом предельно-допустимых сбросов в водные объекты;
- категорически запрещается сбрасывать в водоемы радиоактивные сточные воды;
- исключить попадание строительного мусора, твердых бытовых отходов, жидких стоков, ГСМ и нефтепродуктов в морскую воду.
- обязательное проведение мониторинговых исследований речной воды.

**Остаточные последствия.** Остаточные последствия воздействия будут минимальными при условии выполнения вышеизложенных рекомендаций.

### 9.2.3 Оценка влияния и анализ последствий возможного загрязнения поверхностных и подземных вод

В целом на стадии работ при соблюдении запланированных технологий и мероприятий, не предвидится сильного воздействия на поверхностные и подземные воды. Комплекс водоохраных мероприятий, предусмотренный во время проектируемых работ в значительной мере смягчит возможные негативные последствия.

Таблица 9.2.3.1 - Анализ последствий возможного загрязнения водных ресурсов

Источники и виды воздействия	Пространственный масштаб	Временный масштаб	Интенсивность воздействия	Значимость воздействия
1	2	3	4	5
Загрязнение поверхностных и подземных вод сточными водами, возможными разливами ГСМ	Локальное 1	Кратковременное 1	Умеренное 3	Низкой значимости 3

**Выводы:** Учитывая проектные решения с соблюдением требований законодательных и нормативных актов Республики Казахстан, негативное воздействие на поверхностные и подземные воды от намечаемой хозяйственной деятельности в рамках проекта не прогнозируется. Воздействия на поверхностные и подземные воды

оценивается: в пространственном масштабе как *локальное*, во временном как *кратковременное* и по интенсивности воздействия как *умеренное*.

Таким образом, интегральная оценка составляет 3 балла, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости определяется, как *воздействие низкой значимости*.

### 9.3 Оценка воздействия на геологическую среду (недра)

Согласно Кодекса Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» от 27 декабря 2017 года № 125-VI ЗРК, недра - часть земной коры, расположенная ниже почвенного слоя, а при его отсутствии – ниже земной поверхности и дна морей, озер, рек и других водоемов, простирающаяся до глубин, доступных для проведения операций по недропользованию с учетом научно-технического прогресса.

Недра, по сравнению с другими компонентами окружающей среды, обладает некоторыми характерными особенностями, определяющими специфику оценки возможного ее изменения, это: достаточная инерционность системы, необратимость процессов, вызванных внешним воздействием, низкая способность к самовосстановлению (по сравнению с некоторыми биологическими компонентами). Необходимо отметить такую характерную особенность геологической среды, как полихронность, т.е. разная по времени динамика формирования компонентов. Например, породная компонента, сформировавшаяся в течение сотен тысяч миллионов лет, находится в равновесии с окружающей средой, а газовая компонента более динамична.

Состояние недр и протекающих в них процессов характеризуется по комплексу количественных и качественных показателей (уровень, температура, химический и газовый состав подземных вод, гранулометрический состав, пористость, плотность, водопроницаемость, влажность, коэффициенты фильтрации, уровнепезопродность, пластовое и насыщенное давление, давление конденсации, кажущееся электрическое сопротивление, радиоактивность горных пород и грунтов, величина запасов полезных ископаемых, объемы их добычи и др.), устанавливаемых для отдельных компонентов недр.

Таблица 9.3.1 - Анализ воздействия на геологическую среду

Источники и виды воздействия	Тип воздействия	Пространственный масштаб	Временный масштаб	Интенсивность воздействия	Значимость воздействия
1	2	3	4	5	6
При разведке	разрушения массива горных пород, поступления в	Локальное воздействие 1	Кратковременное 1	Умеренное 3	Низкой значимости 3

	подземные горизонты буровых растворов				
Движения спецтехники по площади	Нарушения верхней части геологической среды	Локальное воздействие 1	Кратковременное 1	Умеренное 3	Низкой значимости 3

**Мероприятия по охране недр в процессе работ объектов недропользования предусматривают:**

- комплекс мер по предотвращению выбросов, грифонообразования, обвалов стенок скважин, поглощения промывочной жидкости и других осложнений. Для этого нефтяные, газовые и водоносные интервалы изолируются друг от друга, обеспечивается герметичность колонн, крепление ствола скважин кондуктором, промежуточными эксплуатационными колоннами с высоким качеством их цементажа;
- обеспечение максимальной герметичности подземного и наземного оборудования;
- выполнение запроектированных противокоррозионных мероприятий;
- введение замкнутой системы водоснабжения, с максимальным использованием для заводнения промысловых сточных вод;
- работу скважин на установленных технологических режимах, обеспечивающих сохранность скелета пласта и не допускающих преждевременного обводнения скважин;
- обеспечение надежной, безаварийной работы систем сбора, подготовки, транспорта и хранения нефти;

**Выводы:** Воздействия на геологическую среду оцениваются: в пространственном масштабе как *локальное*, во временном как *кратковременное* и по интенсивности воздействия как *умеренное*. Таким образом, интегральная оценка составляет 3 балла, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости определяется, как *воздействие низкой значимости*.

#### **9.4 Управление отходами производства**

Для удовлетворения требований Республики Казахстан по недопущению загрязнения окружающей среды, должна проводиться политика управления отходами на предприятии. Она минимизирует риск для здоровья и безопасности работников и природной среды. Составной частью этой политики является система управления отходами, контролирующая безопасное размещение различных типов отходов. Отходы производства и потребления должны собираться, храниться, обезвреживаться,

транспортироваться в места утилизации или захоронения, согласно «Экологическому кодексу Республики Казахстан» и СанПин №ҚР ДСМ-331/2020 от 25.12.20 «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления». Для рационального управления отходами необходим строгий учет и контроль над всеми видами отходов, образующихся в процессе деятельности предприятия. Система управления отходами включает в себя организационные меры отслеживания образования отходов, контроль за их сбором и хранением, утилизацией и обезвреживанием. В соответствии с решениями Базельской конвенции о контроле за трансграничной перевозкой опасных отходов и их удалением, а также в соответствии с Резолюцией ОЭСР (Организация экономического сотрудничества и развития) от 30 марта 1992 года «О трансграничных перемещениях опасных отходов, предназначенных для операций по регенерации» и согласно «Классификатора отходов» (№314 от 06.08.2021г.), все отходы делятся коды, опасные и неопасные отходы:

#### **9.4.1 Виды и объемы образования отходов**

В процессе проведения оценочного бурения скважин образуются бытовые и производственные отходы.

К отходам производства относятся остатки сырья, материалов, веществ, предметов, изделий, образовавшиеся в процессе производства продукции, выполнения работ (услуг) и утратившие полностью или частично исходные потребительские свойства. К отходам производства относятся как отходы, образующиеся при основном производстве, так и отходы вспомогательного производства.

К отходам потребления относятся остатки веществ, материалов, предметов, изделий, товаров, частично или полностью утративших свои первоначальные потребительские свойства для использования по прямому или косвенному назначению в результате физического или морального износа в процессах общественного и личного потребления (жизнедеятельности), использования и эксплуатации.

Размещение отходов потребления на объектах предприятия не предусмотрено. Отходы потребления временно хранятся в контейнерах и по мере накопления сдаются в специализированные предприятия по договору.

*Отходы, которые будут образовываться в процессе проведения работ, в обязательном порядке будут передаваться специализированным организациям, имеющим лицензию по переработке, обезвреживанию, утилизации и (или) уничтожению опасных отходов в соответствии п.1 статьи 336 Экологического Кодекса Республики Казахстан.*

Буровые отходы своевременно вывозятся подрядной организацией на основе договора. Бурение скважин будет осуществляться роторным способом или с применением ВЗД. Сбор и хранение буровых отходов не предусмотрено.

Необходимо соблюдать требования п.2 ст.320 Экологического кодекса РК, места накопления отходов предназначены для временного складирования отходов на месте образования на срок не более шести месяцев до даты их сбора (передачи специализированным организациям) или самостоятельного вывоза на объект, где данные отходы будут подвергнуты операциям по восстановлению или удалению.

### **Предварительные виды и характеристика образующихся отходов производства и потребления.**

**Буровой шлам (БШ)** – выбуренная порода, отделенная от буровой промывочной жидкости очистным оборудованием. Буровой шлам по минеральному составу нетоксичен. Наряду с выбуренной из глубины горной породой, которая составляет 90-98% от общей массы, БШ содержат химические добавки – реагенты, позволяющие оптимизировать процесс бурения скважин. Смесь выбуренной породы и бурового раствора, удаляется из циркуляционной системы буровой различными очистными устройствами. БШ по минеральному составу не токсичен, но диспергируясь в среде бурового раствора, его частицы адсорбируют на своей поверхности токсические вещества.

Код отхода 010505\*. Классификация отхода - опасные отходы

*Согласно планируемому техническому заданию и договору с компанией, осуществляющей бурение скважин, буровой шлам - собирается в специальных металлических контейнерах с последующим вывозом на специализированные предприятия на переработку и утилизацию. **Временное хранение не предусмотрено.***

*Срок накопления отхода согласно Экологический кодекса РК.*

**Отработанный буровой раствор (ОБР)** – один из видов отходов при бурении скважины. О загрязняющей способности отработанного бурового раствора судят по содержанию в нем нефти и органических примесей, оцениваемых по показателю ХПК, по значению водородного показателя рН и минерализации жидкой фазы. Именно эти показатели свидетельствуют о том, что ОБР является опасным среди других отходов бурения загрязнителем окружающей природной среды. Объем их образования зависит от многих технологических и гидрогеологических условий и рассчитывается для каждого предприятия отдельно, в соответствии с проектной документацией.

Код отхода 010505\*. Классификация отхода- опасные отходы

*Согласно планируемому техническому заданию и договору с компанией, осуществляющей бурение скважин, отработанный буровой раствор - собирается в специальных металлических контейнерах с последующим вывозом на специализированные*

предприятия на переработку и утилизацию. **Временное хранение отходов не предусмотрено.**

*Срок накопления отхода согласно Экологический кодекса РК.*

**Буровые сточные воды (БСВ)** – по своему составу являются многокомпонентными суспензиями, содержащими мелкодисперсных примесей, обеспечивающими высокую агрегатную устойчивость. Загрязняющие вещества, содержащиеся в буровых сточных водах, подразделяются на взвешенные, растворимые органические примеси и нефтепродукты.

*Код отхода 01 05 06\*. Классификация отхода - опасные отходы.*

*Согласно планируемому техническому заданию и договору с компанией, осуществляющей бурение скважин, буровые сточные воды - собирается в специальных металлических контейнерах с последующим вывозом на специализированные предприятия на переработку и утилизацию. **Временное хранение отходов не предусмотрено.***

*Срок накопления отхода согласно Экологический кодекса РК.*

**Промасленная ветошь** - образуется в процессе использования тряпья для протирки механизмов, деталей, станков и машин. Промасленная ветошь относится к твердым, пожароопасным, невзрывоопасным и водонерастворимым отходам. Ветошь содержит до 5% нефтепродуктов.

*Код отхода 15 02 02\*. Классификация отхода - опасные отходы.*

*Промасленная ветошь собирается в специальных металлических контейнерах с последующим вывозом на специализированные предприятия.*

*Срок накопления отхода согласно Экологический кодекса РК.*

**Отработанные масла** - накапливаются в герметичных емкостях.

*В дальнейшем отработанные масла передаются по договору в специализированное предприятие.*

*Код отхода 130204\*. Классификация отхода - опасные отходы*

*Срок накопления отхода согласно Экологический кодекса РК.*

**Загрязненный грунт** - грунт, содержащий нефтепродукты. Загрязненный грунт образуется в результате возможного пролива нефтепродуктов при ремонте, заправке транспорта. Попадание ГСМ в почву возможно через неплотности оборудования, при проливе нефтепродуктов во время перекачки в емкости, при заправке дизельных установок.

*Код отхода 170503\*. Классификация отхода - опасные отходы*

*Загрязненный грунт собирается в специальных металлических контейнерах с последующим вывозом на специализированные предприятия.*

*Срок накопления отхода согласно Экологический кодекса РК.*

**Твердо-бытовые отходы** - образуются в процессе производственной деятельности работающего персонала.

Код отхода 200301. Классификация отхода - не опасные отходы

Сбор коммунальных отходов производится в металлические контейнеры с герметичной крышкой, распложенные в местах образования отходов. Сбор и вывоз согласно договору.

Срок накопления отхода согласно Экологический кодекса РК.

**Тара из под химреактивов (мешкотара и пластмассовые бочки).**

При бурении скважин используется различные химические реагенты, после которых отходами являются их упаковка.

Код отхода (мешки, мешкотара) 150101. Классификация отхода - не опасные отходы

Код отхода (пластмассовые бочки) 150102. Классификация отхода - не опасные отходы

Сбор отходов производится в металлические контейнеры с герметичной крышкой, распложенные в местах образования отходов. Сбор и вывоз согласно договору.

**Таблица 9.4.1.1 - Перечень отходов производства и потребления при проведении строительных работ. Скважина ВАК-6**

№ п/п	Вид отхода	Код отхода	Классификация отхода	При бурении скважины, т/год
1	Буровой шлам	010505*	Опасные отходы	546,80
2	Отработанный буровой раствор	010505*	Опасные отходы	465,63
3	Буровые сточные воды	010506*	Опасные отходы	735,21
5	Промасленная ветошь	150202*	Опасные отходы	0,127
4	Отработанные масла	130204*	Опасные отходы	4,67
6	Загрязненный грунт	170503*	Опасные отходы	6,75
7	ТБО	200301	Неопасные отходы	1,06
8	Мешкотара	150101	Неопасные отходы	0,15
9	Пластмассовые бочки	150102	Неопасные отходы	0,35
<b>Итого:</b>				<b>1760,747</b>

**Таблица 9.4.1.2 - Перечень отходов производства и потребления при испытании скважины ВАК-6**

№ п/п	Вид отхода	Код отхода	Классификация отхода	При испытании скважины, т/год
<b>от 1-го объекта</b>				
1	Промасленная ветошь	150202*	Опасные отходы	0,127
2	Отработанные масла	130204*	Опасные отходы	0,28
3	Загрязненный грунт	170503*	Опасные отходы	3,38
4	Твердые бытовые отходы	200301	Неопасные отходы	0,22
5	Мешкотара	150101	Неопасные отходы	0,15
6	Пластмассовые бочки	150102	Неопасные отходы	0,35
<b>Итого</b>				<b>4,51</b>
<b>от 2-го объекта</b>				
1	Промасленная ветошь	150202*	Опасные отходы	0,127
2	Отработанные масла	130204*	Опасные отходы	0,28
3	Загрязненный грунт	170503*	Опасные отходы	3,38
4	Твердые бытовые отходы	200301	Неопасные отходы	0,22
5	Мешкотара	150101	Неопасные отходы	0,15
6	Пластмассовые бочки	150102	Неопасные отходы	0,35
<b>Итого</b>				<b>4,51</b>

Таблица 9.4.1.3 – Лимиты накопления отходов на период строительства скважины ВАК-6

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, тонн/год	Лимит накопления, тонн/год
1	2	3
<b>Всего</b>	-	<b>1760,747</b>
в т. ч. отходов производства	-	1759,687
отходов потребления	-	1,06
<b>Опасные отходы</b>		
Буровой шлам	-	546,80
Отработанный буровой раствор	-	465,63
Буровые сточные воды	-	735,21
Промасленная ветошь	-	0,127
Отработанные масла	-	4,67
Загрязненный грунт	-	6,75
<b>Не опасные отходы</b>		
Твердые бытовые отходы	-	1,06
Мешкотара	-	0,15
Пластмассовые бочки	-	0,35
<b>Зеркальные отходы</b>		
-	-	-

Таблица 9.4.1.4 - Лимиты накопления отходов на период испытания скважины ВАК-6

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, тонн/год		Лимит накопления, тонн/год	
	1	2	3	4
	от 1 объекта	от 2 объекта	от 1 объекта	от 2 объекта
<b>Всего</b>	-	-	<b>4,51</b>	<b>4,51</b>
в том числе отходов производства	-	-	4,29	4,29
отходов потребления	-	-	0,22	0,22
<b>Опасные отходы</b>				
Промасленная ветошь	-	-	0,127	0,127
Отработанные масла	-	-	0,28	0,28
Загрязненный грунт	-	-	3,38	3,38
<b>Не опасные отходы</b>				
Твердые бытовые отходы	-	-	0,22	0,22
Мешкотара	-	-	0,15	0,15
Пластмассовые бочки	-	-	0,35	0,35
<b>Зеркальные отходы</b>				
-	-	-	-	-

Таблица 9.4.1.5 - Перечень производства и потребления при проведении строительных работ. Скважина ВАК-7

№ п/п	Вид отхода	Код отхода	Классификация отхода	При бурении скважины, т/год
1	Буровой шлам	010505*	Опасные отходы	569,55
2	Отработанный буровой раствор	010505*	Опасные отходы	478,36
3	Буровые сточные воды	010506*	Опасные отходы	755,31
5	Промасленная ветошь	150202*	Опасные отходы	0,127
4	Отработанные масла	130204*	Опасные отходы	4,67
6	Загрязненный грунт	170503*	Опасные отходы	6,75
7	ТБО	200301	Неопасные отходы	1,06
8	Мешкотара	150101	Неопасные отходы	0,15
9	Пластмассовые бочки	150102	Неопасные отходы	0,35
<b>Итого:</b>				<b>1816,327</b>

Таблица 9.4.1.6 - Перечень отходов производства и потребления при испытании скважины ВАК-7

№ п/п	Вид отхода	Код отхода	Классификация отхода	При испытании скважины, т/год
1	Промасленная ветошь	150202*	Опасные отходы	0,127
2	Отработанные масла	130204*	Опасные отходы	0,28
3	Загрязненный грунт	170503*	Опасные отходы	3,38
4	Твердые бытовые отходы	200301	Неопасные отходы	0,22

5	Мешкотара	150101	Неопасные отходы	0,15
6	Пластмассовые бочки	150102	Неопасные отходы	0,35
<b>Итого:</b>				<b>4,51</b>

Таблица 9.4.1.7 – Лимиты накопления отходов на период строительства скважины ВАК-7

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, тонн/год	Лимит накопления, тонн/год
1	2	3
<b>Всего</b>	-	<b>1816,327</b>
в т. ч. отходов производства	-	1815,267
отходов потребления	-	1,06
<b>Опасные отходы</b>		
Буровой шлам	-	569,55
Отработанный буровой раствор	-	478,36
Буровые сточные воды	-	755,31
Промасленная ветошь	-	0,127
Отработанные масла	-	4,67
Загрязненный грунт	-	6,75
<b>Не опасные отходы</b>		
Твердые бытовые отходы	-	1,06
Мешкотара	-	0,15
Пластмассовые бочки	-	0,35
<b>Зеркальные отходы</b>		
-	-	-

Таблица 9.4.1.8 - Лимиты накопления отходов на период испытания скважины ВАК-7

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, тонн/год	Лимит накопления, тонн/год
1	2	3
	от 1 объекта	от 1 объекта
<b>Всего</b>	-	<b>4,51</b>
в том числе отходов производства	-	4,29
отходов потребления	-	0,22
<b>Опасные отходы</b>		
Промасленная ветошь	-	0,127
Отработанные масла	-	0,28
Загрязненный грунт	-	3,38
<b>Не опасные отходы</b>		
Твердые бытовые отходы	-	0,22
Мешкотара	-	0,15
Пластмассовые бочки	-	0,35
<b>Зеркальные отходы</b>		
-	-	-

Таблица 9.4.1.9 - Перечень производства и потребления при проведении строительных работ. Скважина ВАК-8

№ п/п	Вид отхода	Код отхода	Классификация отхода	При бурении скважины, т/год
1	Буровой шлам	010505*	Опасные отходы	576,43
2	Отработанный буровой раствор	010505*	Опасные отходы	482,20
3	Буровые сточные воды	010506*	Опасные отходы	761,38
5	Промасленная ветошь	150202*	Опасные отходы	0,127
4	Отработанные масла	130204*	Опасные отходы	4,67
6	Загрязненный грунт	170503*	Опасные отходы	6,75
7	ТБО	200301	Неопасные отходы	1,06
8	Мешкотара	150101	Неопасные отходы	0,15
9	Пластмассовые бочки	150102	Неопасные отходы	0,35
<b>Итого:</b>				<b>1833,117</b>

Таблица 9.4.1.10 - Перечень отходов производства и потребления при испытании скважины ВАК-8

№ п/п	Вид отхода	Код отхода	Классификация отхода	При испытании скважины, т/год
1	Промасленная ветошь	150202*	Опасные отходы	0,127

2	Отработанные масла	130204*	Опасные отходы	0,28
3	Загрязненный грунт	170503*	Опасные отходы	3,38
4	Твердые бытовые отходы	200301	Неопасные отходы	0,22
5	Мешкотара	150101	Неопасные отходы	0,15
6	Пластмассовые бочки	150102	Неопасные отходы	0,35
<b>Итого:</b>				<b>4,51</b>

Таблица 9.4.1.11 – Лимиты накопления отходов на период строительства скважины ВАК-8

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, тонн/год	Лимит накопления, тонн/год
1	2	3
<b>Всего</b>	-	1833,117
в т. ч. отходов производства	-	1832,057
отходов потребления	-	1,06
<b>Опасные отходы</b>		
Буровой шлам	-	576,43
Отработанный буровой раствор	-	482,20
Буровые сточные воды	-	761,38
Промасленная ветошь	-	0,127
Отработанные масла	-	4,67
Загрязненный грунт	-	6,75
<b>Не опасные отходы</b>		
Твердые бытовые отходы	-	1,06
Мешкотара	-	0,15
Пластмассовые бочки	-	0,35
<b>Зеркальные отходы</b>		
-	-	-

Таблица 9.4.1.12 - Лимиты накопления отходов на период испытания скважины ВАК-8

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, тонн/год	Лимит накопления, тонн/год
1	2	3
	от 1 объекта	от 1 объекта
<b>Всего</b>	-	4,51
в том числе отходов производства	-	4,29
отходов потребления	-	0,22
<b>Опасные отходы</b>		
Промасленная ветошь	-	0,127
Отработанные масла	-	0,28
Загрязненный грунт	-	3,38
<b>Не опасные отходы</b>		
Твердые бытовые отходы	-	0,22
Мешкотара	-	0,15
Пластмассовые бочки	-	0,35
<b>Зеркальные отходы</b>		
-	-	-

#### 9.4.1. Рекомендации по управлению отходами

В настоящее время в компании недропользователя разработана политика, в которой определена необходимость планирования сбора, хранения, переработки, размещения и утилизации отходов, разработка единого плана управления отходами на всех этапах проведения работ, проводимых компанией. Согласно этому производится регулярная инвентаризация, учет и контроль над временным хранением и состоянием всех образующихся видов отходов производства и потребления.

Принципы единой системы управления заключаются в следующем:

1. На всех производственных объектах ведется строгий учет образующихся отходов. Специалистами отдела ОТ и ОС предприятия контролируются все процессы в рамках жизненного цикла отходов, и помогает установить оптимальные пути утилизации отходов, согласно требованиям законодательства РК и международных природоохранных стандартов.

2. Сбор и/или накопление отходов на производственных объектах осуществляется согласно нормативным документам Республики Казахстан. Для сбора отходов имеются специализировано оборудованные площадки, и имеются необходимое количество контейнеров.

3. Все образующиеся отходы проходят идентификацию и паспортизацию.

4. Осуществляется упаковка и маркировка отходов.

5. Транспортирование отходов осуществляет специализированные лицензированные организации по договору.

6. Складирование и временное хранение, образующихся отходов осуществляется в специализированные контейнеры и специально оборудованные площадки.

7. По мере возможности производится вторичное использование отходов, либо их передачи физическим и юридическим лицам, заинтересованным в их использовании;

8. Отходы передаются сторонним организациям по договору для размещения, утилизации, обезвреживания или переработки.

В целях оптимизации управления отходами организовано заблаговременное заключение договоров на вывоз для дальнейшей переработки/использования/ утилизации отходов производства и потребления со специализированными предприятиями, что также снижает или полностью исключает загрязнение компонентов окружающей среды.

Отработанные масла используются повторно в производстве для смазки деталей.

Отходы бурения передаются сторонним специализированным организациям согласно договору.

Промасленная ветошь передается специализированной организации согласно договору.

ТБО вывозятся на полигон ТБО по договору со специализированной организацией.

Вещества, содержащиеся в отходах, временно складированных на территории предприятия, не могут мигрировать в грунтовые воды и почвы, т.к. обеспечивается их соответствующее хранение. В связи с этим проведение инструментальных замеров в местах временного складирования отходов не планируется.

**Передача отходов должна осуществляться со специализированной организацией, имеющей лицензию по переработке, обезвреживанию, утилизации и**

**(или) уничтожению опасных отходов согласно п.1 статьи 336 ЭК РК на основании договора.**

**9.4.2 Рекомендации по обезвреживанию, утилизации и захоронению всех видов отходов**

Согласно экологическому кодексу РК, ряда законодательных и нормативных правовых актов, принятых в Республике, отходы производства и потребления должны собираться, храниться, обезвреживаться, транспортироваться в места утилизации или захоронения. Сокращение отходов, их утилизация способствуют защите окружающей среды.

В целях исключения загрязнения компонентов природной среды отходами должны предусматриваться следующие мероприятия:

- организация ликвидации отходов производства в соответствии с санитарными нормами и правилами РК;
- организация сбора и безопасного хранения не утилизируемых отходов в маркированных контейнерах, мест их промежуточного хранения на используемой территории, транспортировки до места постоянного хранения;
- предотвращение разливов и утечек горюче-смазочных материалов, проведение своевременной очистки территории от замазученного грунта и организация санкционированного его складирования;
- обеспечение герметичности сбора отработанных масел в специальные металлические емкости;
- организация вывоза вышедших из употребления рукавиц, спецодежды, тары на свалку ближайших населенных пунктов по разрешению местной администрации и согласованию с региональными госорганами охраны природы и саннадзора;
- организация сбора и сдачи промтоходов категории вторичных ресурсов в специализированные предприятия по переработке или повторное использование на других объектах нефтегазовой отрасли.
- внедрять малоотходные технологии и организационные меры по снижению образования отходов на основе новейших научно-технических достижений;
- проводить инвентаризацию отходов и объектов их размещения;
- предоставлять в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан, информацию, связанную с обращением с отходами;
- соблюдать требования по предупреждению аварий, связанных с обращением с отходами, и принимать неотложные меры по их ликвидации.

#### 9.4.2 Оценка воздействия отходов на окружающую среду

Все образующиеся отходы в ходе работ при неправильном обращении, могут оказывать негативное влияние на окружающую среду. При образовании отходы временно складываются в промаркированные контейнеры и оборудованные площадки, а в дальнейшем по мере накопления вывозятся на договорной основе сторонним организациям на утилизацию или захоронение.

Влияние отходов на природную окружающую среду при хранении будет минимальным при условии выполнения соответствующих санитарно-эпидемиологических и экологических норм Республики Казахстан и направленных на минимизацию негативных последствий антропогенного вмешательства в окружающую среду. Потенциальная возможность негативного воздействия отходов может проявляться в результате непредвиденных ситуаций на отдельных стадиях сбора и хранения отходов, или при несоблюдении технологического регламента и техники безопасности. Негативное воздействие может проявляться при несоблюдении надлежащих требований, а также в результате непредвиденных ситуаций на отдельных стадиях сбора, хранения, либо утилизации отходов производства и потребления. В случае неправильного сбора, хранения, транспортировки и захоронения всех видов отходов может наблюдаться негативное влияние на все компоненты окружающей среды: атмосферный воздух, подземные воды, почвенно-растительный покров, животный и растительный мир. Предназначенные для удаления отходы будут храниться с учетом требований по предотвращению загрязнения окружающей среды. Будут предусмотрены необходимые меры на участках хранения для предотвращения распространения неприятных запахов, загрязнения почвы и грунтовых вод в результате загрязнения дождевых стоков или стоков с участков хранения.

Таблица 9.4.2 - Анализ воздействия отходов на окружающую среду

Источники и виды воздействия	Пространственный масштаб	Временный масштаб	Интенсивность воздействия	Значимость воздействия
1	2	3	4	5
Влияние отходов на природную окружающую среду при хранении	Локальное 1	Кратковременное 1	Умеренное 3	Низкой значимости 3

**Выводы:** В целом влияние отходов производства на окружающую среду оценивается: в пространственном масштабе как *локальный*, во временном как *кратковременный* и по интенсивности воздействия как *умеренный*. Таким образом,

интегральная оценка составляет 3 балла, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости определяется, как *воздействие низкой значимости*.

## 9.5 Характеристика источников физического воздействия

### Акустическое воздействие

**Шум.** Технологические процессы проведения работ являются источником сильного шумового воздействия на здоровье людей, непосредственно принимающих участие в технологических процессах, а также на флору и фауну. Интенсивность внешнего шума зависит от типа оборудования, его рабочего органа, вида привода, режима работы и расстояния от места работы. Во время работ на месторождениях внешний шум может создаваться при работе механических агрегатов, автотранспорта.

Для оценки суммарного воздействия производственного шума используется суточная доза. Суточная доза состоит из 3 парциальных доз, соответствующих 3 восьмичасовым периодам суток, отражающим основные виды жизнедеятельности человека: труд, деятельность и отдых в домашних условиях, сон.

Парциальные дозы определяют отдельно для каждого восьмичасового периода с учетом соответствующих им допустимых уровней шума. Расчет парциальных доз шума для 3 периодов жизнедеятельности проводят по разности между фактическими и допустимыми уровнями звука в дБА. Для этого находят три значения разностей уровней и по таблице соответствующие им превышения допустимых доз для каждого периода. Среднесуточную дозу определяют делением суммы парциальных доз на 3 (количество периодов суток).

Общее воздействие производимого шума на территории промысла в период проведения строительства скважин и эксплуатации технологического оборудования будет складываться из двух факторов:

- воздействие производственного шума (автотранспортного, специальной технологической техники, буровой установки и передвижных дизель-генераторных установок);
- воздействие шума стационарных оборудования, расположенных на соответствующих площадках.

На контрактной территории оборудование буровых установок является источником шума широкополосного спектра с постоянным уровнем звука.

При удалении от источника шума на расстоянии до двухсот метров происходит быстрое затухание шума, при дальнейшем увеличении расстояния снижение звука происходит медленнее. Проектом производства работ следует учитывать изменение

уровня звука в зависимости от направления и скорости ветра, характера и состояния прилегающей территории, наличия звукоотражающих и поглощающих сооружений и объектов, рельефа местности.

Мероприятия по снижению уровня шума при выполнении технологических процессов сводятся к снижению шума в его источнике, применение, при необходимости, звукоотражающих или звукопоглощающих экранов на пути распространения звука или шумозащитных мероприятий на самом защищаемом объекте.

**Шумовое воздействие автотранспорта.** Допустимые уровни внешнего шума автомобилей, действующие в настоящее время, применительно к условиям разведочных работ, составляют: грузовые автомобили с полезной массой свыше 3,5 т создают уровень звука – 89дБ (А); грузовые автомобили с дизельным двигателем мощностью 162кВт и выше – 91 дБ (А).

Средний допустимый уровень звука на дорогах различного назначения, в том числе местного, составляет 73 дБ (А). Эта величина зависит от ряда факторов, в том числе от технического состояния транспорта, дорожного покрытия, интенсивности движения, времени суток конструктивных особенностей дорог и т.д.

В условиях транспортных потоков, планируемых при проведении намечаемых работ, будут преобладать кратковременные маршрутные линии. Использование автотранспорта для обеспечения работ, перевозки персонала, технических грузов и др. с учетом создания звуковых нагрузок, не будет превышать допустимых нормированных шумов – 80дБ (А), а использование мероприятий по минимизации шумов при работах на месторождении, даст возможность значительно снизить последние.

**Электромагнитные излучения.** Влияние электромагнитных полей на биосферу разнообразно и многогранно. Взаимодействие электромагнитных полей с биологическим объектом определяется:

- параметрами излучения (частоты или длины волны, когерентностью колебания, скоростью распространения, поляризацией волны);
- физическими и биохимическими свойствами биологического объекта, как среды распространения ЭМП (диэлектрической проницаемостью, электрической проводимостью, длиной электромагнитной волны в ткани, глубиной проникновения, коэффициентом отражения от границы воздух-ткань).

Для оценки воздействия ЭМП на человеческий организм с целью выбора способа защиты проводится сравнение фактических уровней излучателей с нормативными документами.

Измерение уровней излучений производится в порядке текущего санитарного надзора, при сдаче в эксплуатацию новых или реконструированных источников ЭМП и общественных зданий и сооружений, расположенных на прилегающей к электромагнитным излучателям территории.

Источниками электромагнитных излучений будут являться высоковольтные линии электропередач после ввода их в эксплуатацию, и трансформаторные подстанции с силовыми трансформаторами.

Эти объекты устанавливаются и эксплуатируются только в соответствии с требованиями электробезопасности (высота опор, количество проводов и изоляторов на них). Поэтому ЛЭП не будет представлять опасности, как для населения, так и для ОС.

Аналогичные условия предъявляются и к трансформаторным подстанциям, которые также не будут являться источниками неблагоприятного электромагнитного воздействия на ОС.

**Вибрация.** Действие вибрации на организм проявляется по – разному в зависимости от того, как действует вибрация. Общая вибрация воздействует на весь организм. Этот вид вибрации проявляется в проведения буровых работ.

Локальная (местная) вибрация воздействует на отдельные части тела (например, при работе с ручным пневмоинструментом, виброуплотнителями и т.д.).

В зависимости от продолжительности воздействия вибрации, частоты и силы колебаний возникает ощущение сотрясения (паллестезия).

При длительном воздействии возникают изменения в опорно-двигательной, сердечно-сосудистой и нервной системах.

Методы защиты от вибраций включают в себя способы и приемы по снижению вибрации как в источнике их возникновения, так и на путях распространения упругих колебаний в различных средах.

Эффективным методом снижения вибраций в источнике является выбор оптимальных режимов работы, состоящий, главным образом, в устранении резонансных явлений в процессе эксплуатации механизмов.

## **9.6 Радиационная безопасность**

Главной целью радиационной безопасности является охрана здоровья населения, включая персонал, от вредного воздействия ионизирующего излучения путем соблюдения основных принципов и норм радиационной безопасности без необоснованных ограничений полезной деятельности при использовании излучения в различных областях хозяйства.

Ионизирующая радиация при воздействии на организм человека может вызвать два вида эффектов, которые клинической медициной относятся к болезням: детерминированные пороговые эффекты (лучевая болезнь, лучевой дерматит, лучевая катаракта, лучевое бесплодие, аномалии в развитии плода и др.) и стохастические (вероятностные) беспороговые эффекты (злокачественные опухоли, лейкозы, наследственные болезни).

Поэтому основные требования радиационной безопасности на предприятии должны предусматривать:

- исключение всякого необоснованного облучения населения и производственного персонала предприятий;
- не превышение установленных предельных доз радиоактивного облучения;
- снижение доз облучения до возможно низкого уровня.

Нефтяные и газовые промысла, как показали радиологические исследования, являются потенциальными источниками радиационной опасности на любой территории. В результате доставки на поверхность вместе с нефтью и газом солей таких элементов, как радий и торий, территория в районе нефтяного месторождения может загрязняться радиоактивными элементами. Соли радия могут быть обнаружены в отложениях на внутренних поверхностях насосов, нефтепроводов и емкостей для хранения нефти.

Для выполнения основных требований радиационной безопасности на контрактной территории проводятся радиометрические и радиологические исследования компонентов природной среды, результаты которых позволяют сделать вывод о радиологической обстановке исследуемой территории. В рамках Программы производственного экологического контроля радиационный мониторинг окружающей среды предназначен для получения информации о состоянии и изменении радиационной обстановки или об уточнении ее отдельных параметров (возможные аварии в пределах промышленной площадки, СЗЗ и зоны влияния, изменение количества и состава выбросов, появление новых источников загрязнения и т.п.).

Результаты исследований позволяют сделать вывод о радиологической обстановке исследуемой территории.

Объем, характер и периодичность радиационного контроля, учет и порядок регистрации его результатов, определяется службой радиационной безопасности организации, утверждается администрацией и согласовывается в органах Госсаннадзора.

При организации и проведении производственного радиационного контроля на месторождении необходимо руководствоваться «Санитарно-эпидемиологическими

требованиями к обеспечению радиационной безопасности» (утверждены Приказом и.о. Министра национальной экономики РК от 27.03.2015 №261):

- п. 242. Если по результатам первичного обследования не обнаружено повышенное облучение работников, а эффективная удельная активность природных радионуклидов в производственных отходах не превышает 1,5 кБк/кг, то дальнейший радиационный контроль не обязателен.

- п. 246. Повторное обследование проводят, если в организации произошли существенные изменения, которые могли привести к увеличению облучения работников: освоение новых горизонтов или месторождений, изменение технологии добычи, смена поставщиков (для организаций по переработке и транспортированию сырья) и другое, но не реже 1 раза в 3 года.

- п. 247. Если в организации не обнаружено повышенное облучение работников, но имеются или образуются производственные отходы I категории или выше, то устанавливается производственный радиационный контроль.

- п. 248. Если по результатам обследования обнаружено превышение дозы производственного облучения работников природными источниками 1 мЗв/год, проводится детальное обследование радиационной обстановки с целью оценки структуры доз и суммарных уровней облучения работников.

- п. 249. В организациях, в которых эффективные дозы производственного облучения работников составляют от 1 мЗв/год до 2 мЗв/год, радиационный контроль проводится на рабочих местах с наибольшими уровнями облучения работников.

- п. 250. В организациях, в которых эффективные дозы производственного облучения работников превышают 2 мЗв/год, радиационный контроль проводится постоянно в соответствии с программой производственного радиационного контроля, а также осуществляться мероприятия по снижению облучения.

- п. 254. Радиационный контроль для оценки уровней облучения работников и установления категории производственных отходов в организациях НГК обеспечивают:

- 1) определение значений  $A_{эфф}$  в пробах отходов производства с суммарной относительной погрешностью не более 20%;

- 2) достоверное измерение мощности дозы гамма-излучения на расстоянии 0,1 м от поверхности производственных отходов и на рабочих местах на уровне 0,1 микроГрей в час (далее – мкГр/ч) и выше;

- 3) измерение ЭРОА изотопов радона в воздухе с суммарной погрешностью не более 30% при значениях выше 25 Бк/м<sup>3</sup> – для ЭРОА радона, и выше 5 Бк/м<sup>3</sup> – для ЭРОА торона;

- 4) достоверное определение среднегодовой общей запыленности воздуха в зоне дыхания работников организаций на уровне  $1 \text{ мг/м}^3$  и выше;
- 5) определение удельной активности природных радионуклидов в производственной пыли в зоне дыхания работников для основных радионуклидов рядов урана-238 и тория-232.

Радиационный контроль должен проводиться специальными организациями Республики Казахстан имеющие лицензию на выполнение этих работ. Работы должны выполняться с помощью стационарных приборов и (или) передвижной лаборатории, снабженной переносными приборами.

### 9.6.1 Оценка и анализ последствий от источников физического воздействия

В целом на стадии работ при соблюдении запланированных технологий и мероприятий, не предвидится сильного воздействия на здоровье людей, непосредственно принимающих участие в технологических процессах, а также на флору и фауну. Предусмотренный мероприятий во время проектируемых работ в значительной мере смягчит возможные негативные последствия.

Интенсивность внешнего шума зависит от типа оборудования, его рабочего органа, вида привода, режима работы и расстояния от места работы. Во время работ на месторождениях внешний шум может создаваться при работе механических агрегатов, автотранспорта.

Для выполнения основных требований радиационной безопасности на контрактной территории проводятся радиометрические и радиологические исследования компонентов природной среды, результаты которых позволяют сделать вывод о радиологической обстановке исследуемой территории.

Таблица 9.6.1 - Анализ последствий от источников физического воздействия

Источники и виды воздействия	Пространственный масштаб	Временный масштаб	Интенсивность воздействия	Значимость воздействия
1	2	3	4	5
Физическое воздействие	Локальное 1	Кратковременное 1	Слабое 2	Низкой значимости 2

**Выводы:** Учитывая проектные решения с соблюдением всех требований, негативное воздействие на окружающую среду от намечаемой деятельности в рамках проекта не прогнозируется. Воздействия на окружающую среду оценивается: в пространственном масштабе как *локальное*, во временном как *кратковременное* и по интенсивности воздействия как *слабое*.

Таким образом, интегральная оценка составляет 2 балла, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости определяется, как *воздействие низкой значимости*.

## **9.7 Охрана земельных ресурсов и почвенно-растительного покрова**

### **9.7.1 Характеристика почвенного покрова**

На территории Актюбинский области выделяются две зоны почвенного покрова: пустынно-степная и пустынная. Зональными почвами являются светлокаштановые, бурые и серобурые.

Пустынно-степная биоклиматическая зона занимает, небольшую крайнюю северо-восточную часть Зональной растительной формацией считается типчаково-полынная, зональными почвами — светлокаштановые. Последние, являясь подтипом каштановых почв, представлены здесь в основном нормальными и солонцеватыми родами, преимущественно легкого механического состава. По понижениям рельефа — западинам, блюдцам, низким террасам Ойыла, получающим: дополнительное увлажнение, формируются лугово-каштановые, луговые, лугово-болотные почвы и солонцы. Пустынная биоклиматическая зона делится на две подзоны. Подзона северной пустыни простирается на всю остальную северную часть области до северной окраины плато Устюрт.

Особенностью растительного и почвенного покрова подзоны северной пустыни является резко выраженная комплексность, зачастую с абсолютным преобладанием интразональных почв над зональными.

Таким образом, основными компонентами почвенного покрова подзоны северной пустыни являются разнообразные солонцы, солончаки, лугово-бурые, лиманно-луговые и другие, в различной степени засоленные и солонцеватые, почвы. Большие площади здесь занимают соры, как следы древних русел и высохших озер, а также пески, представляющие перевеянные речные и озерноморские отложения. Им соответствуют широко распространенные формации различных ксерофитов, галофитов и гидрогалофитов.

Подзона южной пустыни расположена южнее предыдущей. Она включает плато Устюрт с серо-бурыми почвами.

Среди зональных почв области выделены следующие роды: нормальные, солонцеватые, эродированные и малоразвитые почвы.

Нормальные почвы формируются в автоморфных условиях и характеризуются отсутствием в пределах гумусового горизонта признаков осолодения, солонцеватости и засоления.

Солонцеватые почвы отличаются уплотнением гумусового горизонта (В), содержащего обменный натрий в количестве более 5% (до 15—20%) от суммы поглощенных оснований.

К эродированным относятся почвы, в той или иной степени подвергнутые смыву или дефляции и характеризующиеся укороченным по сравнению с нормальными почвами профилем.

Малоразвитые почвы образуются на грубоскелетных продуктах выветривания плотных пород (песчаники, известняки, мела). Мощность мелкоземистого слоя почв не превышает 40 см, на поверхности и в профиле почв часто встречаются хрящ и щебень.

Среди интразональных (гидроморфных и полугидроморфных) почв выделяются роды обыкновенных, осолоделых, солонцеватых, слитых, солончаковатых и солончаковых почв.

Систематический список почв Актюбинский области:

- Светлокаштановые: светлокаштановые нормальные, светлокаштановые солонцеватые.
- Лугово-каштановые: лугово-каштановые обыкновенные, луговокаштановые солонцеватые.
- Бурые пустынные: бурые пустынные нормальные, бурые пустынные солонцеватые, бурые пустынные эродированные, бурые пустынные малоразвитые.
- Серобурые пустынные: серобурые пустынные нормальные, серобурые пустынные солонцеватые, серобурые пустынные эродированные, серобурые пустынные малоразвитые.
- Лугово-бурые пустынные: лугово-бурые обыкновенные, лугово-бурые солонцеватые, лугово-бурые солончаковатые.
- Такыры Солончаки: солончаки остаточные, солончаки соровые, солончаки луговые, солончаки приморские.
- Солонцы: солонцы пустынно-степные, солонцы лугово-степные, солонцы пустынные, солонцы лугово-пустынные, солонцы луговые.
- аллювиальнолуговые обыкновенные, аллювиально-луговые солончаковатые, аллювиальнолуговые солончаковые.

- Лугово-болотные: лугово-болотные солонцеватые, лугово-болотные солончаковатые, лугово-болотные солончаковые, лугово-болотные приморские солончаковые.

Болотные: болотные приморские солончаковые.

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

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

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

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

***Мероприятия по охране почв и грунтов.*** Для эффективной охраны почв от загрязнения и нарушения необходимо разработать план-график конкретных мероприятий, который наряду с имеющимися проектными решениями, направленными на охрану почв, должен включать следующие мероприятия:

- своевременный контроль состояния существующих временных (полевых) дорог для транспортировки временных сооружений, оборудования, материалов, людей;
- организация передвижения техники исключительно по санкционированным маршрутам с сокращением до минимума движения по бездорожью;
- использование автотранспорта с низким давлением шин;
- принятие мер по ограничению распространения загрязнений в случаях разливе нефти, нефтепродуктов, сточных вод и различных химических веществ;
- принятие мер по оперативной очистке территории, загрязненной нефтью, нефтепродуктами и другими загрязнителями;

- неукоснительное выполнение мер по охране земель от загрязнения, разрушения и истощения;
- разработать и осуществить мероприятия по ликвидации очагов нефтезагрязнения и по рекультивации замазученных участков, в случае возникновения.

### 9.7.2 Оценка воздействия проектируемых работ на почвенный покров

Предполагаемое воздействие проектируемого объекта на почвенно-растительный покров будет сведено к следующему:

- деградация растительного покрова в результате проведения земельных работ;
- временное повышение уровня шума, искусственного освещения в результате работы специальной и автотранспортной техники;
- сокращение площади местообитания;
- незначительная гибель животных, ведущих подземный образ жизни (пресмыкающиеся и млекопитающие), в результате проведения земляных работ.

Также возможны непредвиденные воздействия в результате ненадлежащего обращения с отходами и ГСМ.

На основании анализа проектной документации, при соблюдении технологии выполнения предусмотренных мероприятий по защите и восстановлению почвенного покрова, можно сделать следующие выводы:

На период работ возможное воздействие на почвенный покров оценивается в пространственном масштабе как локальное; во временном масштабе - как кратковременное и по интенсивности воздействия - как слабое.

**Таблица 9.7.2.1 - Анализ последствий возможного загрязнения почвенных покровов**

Источники и виды воздействия	Пространственный масштаб	Временный масштаб	Интенсивность воздействия	Значимость воздействия
1	2	3	4	5
<b>Почвы и почвенный покров</b>				
Изъятие земель	Локальное 1	Кратковременное 1	Умеренное 3	низкой значимости 3
Воздействие на качество изымаемых земель	Локальное 1	Кратковременное 1	Умеренное 3	низкой значимости 3
Механические нарушения почвенного покрова	Локальное 1	Кратковременное 1	Умеренное 3	низкой значимости 3
Загрязнение промышленными отходами	Локальное 1	Кратковременное 1	Умеренное 3	низкой значимости 3

**Вывод:** На период работ возможное воздействие на состояние почвенного покрова можно принять: *локальным* по пространственному масштабу, *кратковременным* по временному масштабу и *умеренным* по интенсивности воздействия.

Таким образом, интегральная оценка составляет 3 балла, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости определяется, как *воздействие низкой значимости*.

### 9.7.3 Общие положения по рекультивации земель

Рекультивация земель — это комплекс работ, направленных на восстановление продуктивности и народнохозяйственной ценности нарушенных и загрязненных земель, а также на улучшение условий окружающей среды.

Рекультивация земель должна проводиться с учетом местных почвенно-климатических условий, степени повреждения и загрязнения, ландшафтно-геохимической характеристики нарушенных земель, конкретного участка, требований руководящих документов.

Земельные участки, нарушенные ликвидации месторождения, должны быть возвращены в первоначальное состояние.

За порчу и уничтожение плодородного слоя почвы, невыполнение или некачественное выполнение обязательства по рекультивации нарушенных земель, несоблюдение установленных экологических и других стандартов, правил и норм при проведении работ, связанных с нарушением почвенного покрова, юридические, должностные и физические лица несут административную и другую ответственность, установленную действующим законодательством.

Рекультивации подлежат нарушенные земли всех категорий, а также прилегающие земельные участки, полностью или частично утратившие продуктивность в результате отрицательного воздействия нарушенных земель.

Рекультивация земель является составной частью технологических процессов, связанных с нарушением земель.

Рекультивация земель одновременно с восстановлением почвенно-растительного покрова, обеспечивает снижение негативного воздействия на атмосферу, грунтовые воды и животный мир.

Основными факторами воздействия на почвы и ландшафты в целом являются механические нарушения и химическое загрязнение. При этом уничтожается растительность, разрушаются и уплотняются верхние горизонты почв.

Естественное восстановление нарушенных и загрязненных нефтепродуктами почв происходит очень медленно. Для ускорения этого процесса потребуется проведение комплекса рекультивационных мероприятий.

Очередность проведения работ по восстановлению естественного плодородия почв должна определяться их природной способностью к самовосстановлению и хозяйственной значимостью.

#### **9.7.4 Техническая рекультивация**

В соответствие с требованиями ГОСТ 17.5.1.01-78 рекультивация нарушенных земель должна осуществляться в два последовательных этапа: техническая рекультивация и биологическая рекультивация.

Технический этап предусматривает планировку, формирование откосов, снятие и нанесение плодородного слоя почвы, устройство гидротехнических и мелиоративных сооружений, а также проведение других работ, создающих необходимые условия для дальнейшего использования рекультивированных земель по целевому назначению или для проведения мероприятий по восстановлению плодородия почв (биологический этап).

Снятый верхний плодородный слой почвы используется для рекультивации нарушенных земель или улучшения малопродуктивных угодий.

Сроки проведения технического этапа рекультивации определяются органами, предоставившими землю и давшими Разрешение на проведение работ, связанных с нарушением почвенного покрова, на основе соответствующих проектных материалов и календарных планов.

Технический этап рекультивации земель включает следующие виды работ:

- вертикальная планировка площадок под одну плоскость;
- уборка строительного мусора, удаление из пределов строительной полосы и площадок всех временных устройств;
- засыпка траншей трубопроводов грунтом с отсыпкой валика, обеспечивающего создание ровной поверхности после уплотнения;
- распределение грунта по рекультивируемой площади равномерным слоем;
- нанесение плодородного слоя на нарушенной территории;
- планировка и укатка катком поверхности рекультивируемой территории.

### 9.7.5 Биологическая рекультивация

Биологический этап включает комплекс агротехнических и фитомелиоративных мероприятий, направленных на улучшение агрофизических, агрохимических, биохимических и других свойств почвы.

Биологический этап выполняется после завершения технического этапа и заключается в подготовке почвы, внесении удобрений, подборе трав и травосмесей, посева, уходе за посевами.

Биологический этап направлен на закрепление поверхностного слоя почвы корневой системой растений, создание сомкнутого травостоя и предотвращение развития водной и ветровой эрозии почв на нарушенных землях.

Виды трав посева и их возможное сочетание должны соответствовать рекомендуемым зональной системой земледелия Республики Казахстан. Травы местного происхождения более приспособлены к местным почвенно-климатическим условиям, поэтому более устойчивы к неблагоприятным воздействиям.

### 9.7.6 Рекультивация земель, нарушенных и загрязненных нефтепродуктами

Процесс рекультивации нарушенных и загрязненных земель, включает:

- удаление из состава почвы нефти;
- рекультивацию земель.
- Сроки и стадии рекультивации намечаются в соответствии с уровнем загрязнения, климатическими условиями данной природной зоны и состоянием биогеноценоза.
  - Выделяются два уровня загрязнения:
  - умеренное загрязнение, которое может быть ликвидировано путем активизации процессов самоочищения агротехническими приемами (внесением удобрений, поверхностной обработкой и глубоким рыхлением и т.д.);
  - сильное загрязнение, которое может быть ликвидировано путем проведения специальных мероприятий, способствующих созданию аэробных условий и активизации углеводородоокисляющих процессов.

В таблице 9.7.6.1 приводятся степени загрязнения, которые могут изменяться в пределах  $\pm 25\%$  в зависимости от местных почвенно-климатических условий.

**Таблица 9.7.6.1 – Показатели степени загрязнения земель нефтью**

Зоны	Степень загрязнения	Процент остаточной нефти в гумусовом горизонте почвы в первые недели после загрязнения, %	Степень отмирания растительности в следующем за загрязнением вегетационном периоде
Лесостепная, степная, сухостепная	умеренная сильная	менее 6 более 6	не полное полное

На сильно загрязненных нефтью участках для ускорения процесса биодegradации нефти могут вноситься биологические препараты, имеющие разрешение государственных служб к применению. Применять препараты следует согласно инструкции по их применению и по технологии, согласованной с местными органами Казгипрозема.

На техническом этапе происходит выветривание нефти, испарение и частичное разрушение легких фракций, фотоокисление нефтяных компонентов на поверхности почвы, восстановление микробиологических сообществ, развитие нефтеокисляющих микроорганизмов, частичное восстановление сообщества почвенных животных. Часть компонентов превращается в твердые продукты, что улучшает водно-воздушный режим почвы. Аэрация и увлажнение почвы в значительной мере способствуют интенсификации этих процессов, снижению концентрации нефти и более равномерному ее рассеиванию.

В течение технического этапа необходимо периодически проводить увлажнение загрязненных участков. Это, в первую очередь, касается природных зон - степной и сухостепной. В зимний период в этих зонах необходимо проводить снегозадержание.

Время окончания технического этапа зависит от степени загрязнения и климатических условий.

#### **9.7.7 Обследование загрязненных земель**

После завершения работ на месторождении создается комиссия по осмотру земель с участием заинтересованных сторон.

При осмотре земель комиссия определяет географическое положение нарушенного участка, его площадь, причину, источник и характер нарушения и загрязнения почв, делает заключение о возможных способах рекультивации, составляет «Акт осмотра нарушенных земель» и «Задание на составление проектно-сметной документации (ПСД) на рекультивацию нарушенных и загрязненных земель, при эксплуатации месторождения».

Акт осмотра земель и Задание утверждаются руководителем организации - производителя работ.

В Задании указываются: основание для производства работ; порядок и объем проведения почвенных изысканий и исследований; состав ПСД с указанием сроков выполнения работ.

На участках, подлежащих рекультивации, специалисты компании по охране окружающей природной среды совместно с представителем организации, имеющей лицензию на проведение обследования по выявлению деградированных и загрязненных земель, проводят почвенно-мелиоративные изыскания и исследования.

Выбор состава показателей по контролю за загрязненностью и деградацией почв для разработки мероприятий по охране, повышению плодородия и рациональному использованию земель, производится согласно ГОСТ 17.4.2.03-86 и РД 39-0147098-015-90.

Инструментальные почвенно-мелиоративные изыскания и исследования проводятся в соответствии с ГОСТ 17.4.3.01-83, ГОСТ 17.4.4.02-84, ГОСТ 28168-89, РД 390147098-015-90. Анализы почвенных образцов проводятся в лабораториях, аттестованных для проведения подобных работ.

Общие требования к методам определения загрязняющих веществ приведены в ГОСТ 17.4.3.03-85. Оценка устойчивости почв к химическим загрязняющим веществам устанавливается по ГОСТ 17.4.3.06-86.

### **9.7.8 Передача рекультивированных земель землевладельцам. Контроль качества рекультивации**

Приемка (передача) рекультивированных земель осуществляется после письменного извещения о завершении работ по рекультивации в органы местного самоуправления (Постоянной Комиссии по вопросам рекультивации земель).

К извещению прилагаются следующие материалы:

- копии Разрешений на проведение работ, связанных с нарушением почвенного покрова, а также документов, удостоверяющих право пользования землей и недрами;
- выкопировка с плана землепользования с нанесенными границами рекультивированных участков;
- проект рекультивации земель, заключение по нему государственной экологической экспертизы;
- данные почвенных, инженерно - геологических, гидрогеологических и других необходимых обследований до проведения работ, связанных с нарушением почвенного покрова, и после рекультивации нарушенных земель;
- схема расположения наблюдательных скважин и других постов наблюдения за возможной трансформацией почвенно-грунтовой толщи рекультивированных участков (гидрогеологический, инженерно-геологический мониторинг) в случае их создания;
- проектная документация (рабочие чертежи) на мелиоративные, противозерозионные, гидротехнические и другие объекты, лесомелиоративные, агротехнические, иные мероприятия, предусмотренные проектом рекультивации, или акты об их приемке (проведении испытаний);

- материалы проверок выполнения работ по рекультивации, осуществленных контрольно-инспекционными органами или специалистами проектных организаций в порядке авторского надзора, а также информация о принятых мерах по устранению выявленных нарушений;
- сведения о снятии, хранении, использовании, передаче плодородного слоя, подтвержденные соответствующими документами;
- отчеты о рекультивации нарушенных земель за весь период проведения работ, связанных с нарушением почвенного покрова на сдаваемом участке.
- Перечень материалов может уточняться и дополняться в зависимости от характера нарушения земель и дальнейшего использования рекультивированных участков.
- При приемке рекультивированных земельных участков рабочая комиссия проверяет:
  - соответствие выполненных работ утвержденному проекту рекультивации;
  - качество планировочных работ;
  - мощность и равномерность нанесения плодородного слоя почвы;
  - наличие и объем неиспользованного плодородного слоя почвы, а также условия его хранения;
  - полноту выполнения требований экологических, агротехнических, санитарно - гигиенических, строительных и других нормативов, стандартов и правил в зависимости от вида нарушения почвенного покрова и дальнейшего целевого использования рекультивированных земель;
  - качество выполненных мелиоративных, противоэрозионных и других мероприятий, определенных проектом или условиями рекультивации земель (договором);
  - наличие на рекультивированном участке строительных и других отходов;
  - наличие и оборудование пунктов мониторинга рекультивированных земель, если их создание было определено проектом или условиями рекультивации нарушенных земель.

Объект считается принятым после утверждения Председателем Постоянной комиссии акта приемки-сдачи рекультивированных земель.

В случае если сдаваемые рекультивированные земельные участки требуют восстановления плодородия почв, утверждение акта производится после полного или частичного (в случае поэтапного финансирования) перечисления необходимых средств

для этих целей на расчетные (текущие) счета собственников земли, землевладельцев, землепользователей, арендаторов, которым передаются указанные участки.

### **9.7.9 Затраты на рекультивацию земель**

Затраты на рекультивацию земель включают в себя:

- осуществление проектно-изыскательских работ, в том числе почвенных и других полевых обследований, лабораторных анализов, картографирование;
- проведение государственной экологической экспертизы проекта;
- нанесение на рекультивируемые земли потенциально плодородных пород и плодородного слоя почвы;
- ликвидацию послеусадочных явлений;
- очистку рекультивируемой территории от производственных отходов, в том числе строительного мусора с последующим их захоронением или складированием в установленном месте;
- восстановление плодородия рекультивированных земель, передаваемых в сельскохозяйственное, лесохозяйственное и иное использование (стоимость семян, удобрений и мелиорантов, внесение удобрений и мелиорантов и др.);
- деятельность рабочих комиссий по приемке-передаче рекультивированных земель (транспортные затраты, оплаты работы экспертов, проведение полевых обследований, лабораторных анализов и др.);
- другие работы, предусмотренные проектом рекультивации, в зависимости от характера нарушения земель и дальнейшего использования рекультивированных участков.

Сметы на рекультивационные мероприятия являются основным документом на весь период рекультивации. Они должны содержать виды и объемы работ, сметную стоимость.

Проект рекультивации должен быть представлен в государственную экологическую экспертизу на рассмотрение и получение положительного заключения и согласован с местными органами экологии, охраны недр и Казгипрозема.

### **9.7.10 Требования безопасности при проведении рекультивационных работ**

Во время проведения работ необходимо выполнять типовые инструкции по безопасной эксплуатации применяемого оборудования, технических средств и материалов.

Загрязненный нефтью участок земли оконтуривается информационными знаками, запрещающими выпас скота, разведение костров и т.п.

К работе на машинах и агрегатах допускаются лица, прошедшие инструктаж по технике безопасности, санитарным правилам обращения с удобрениями и другими материалами. Работа с минеральными удобрениями должна проводиться в спецодежде, респираторах и резиновых перчатках.

Категорически запрещается употреблять в пищевых и кормовых целях растительную продукцию, формирующуюся на загрязненной почве, до окончания периода рекультивации.

Сельскохозяйственная техника транспортируется в нерабочем положении; после завершения работ очищается от грязи, остатков семян, удобрения, промывается водой и хранится под навесом.

Минеральные удобрения хранятся в складах химических реактивов и реагентов отдельно по видам согласно правилам хранения.

Семена высеваемых культур хранятся отдельно от удобрений, реактивов и ядохимикатов в случае их применения.

Рельеф и форма рекультивированных участков должны обеспечивать их эффективное хозяйственное использование.

При формировании внешних и внутренних отвалов выше уровня земной поверхности с целью уменьшения вредного влияния дефляции пород на окружающую среду по границам и на откосах отвалов следует высаживать быстрорастущую древесную и другую растительность при необходимости.

При производстве горнопланировочных работ чистовая планировка земель должна проводиться машинами с низким удельным давлением на грунт, чтобы уменьшить переуплотнение поверхности рекультивируемого слоя.

При подготовке участка должно быть проведено глубокое безотвальное рыхление уплотненного горизонта для создания благоприятных условий развития корневых систем растений.

Рекультивируемые земли и прилегающая к ним территория после завершения всего комплекса работ должны представлять собой оптимально организованный и экологически сбалансированный устойчивый ландшафт.

### **9.7.11 Охрана животного и растительного мира**

Растительность Актюбинскимай области развивается в очень суровых природных условиях: засушливость климата, большие амплитуды колебаний температур, резкий

недостаток влаги в сочетании с широким распространением засоленных почв. Все это определяет формирование растительного покрова, характерного для условий пустынь северного полушария.

Видовой состав пастбищ в основном представлен двумя жизненными формами: травянистыми растениями и полукустарниками.

В северо-западной части района по равнине на бурых почвах различного механического состава и степени засоления, а также на солонцах пустынно-степных формируются белоземельнополынные пастбища. Встречаются как самостоятельными контурами, так и в комплексе с чернополынно - солянковыми, кокпеково - чернополынными, еркеково – серополынно - мятликовыми пастбищами. Группа белоземельнополынных пастбищ представлена белоземельнополынным, белоземельнополынно-злаковым, белоземельнополынно-солянковым типами.

Кроме полыни белоземельной в травостое характерны длительновегетирующие дерновые злаки (тырса, ковылок, тонконог, еркек, житняк), солянки (изень, камфоросма, климакоптера супротивнолистная, эхинопсилон). В ранневесеннюю пору наблюдается массовое произрастание мятлика луковичного, костра кровельного, мортука восточного, бурачка пустынного.

Небольшими пятнами по межбугровым понижениям формируются эфемеровые (Косте кровельный) и разнотравные (тысячелистник мелкоцветковый, сирения стручковая, василек красивый) типы пастбищных угодий.

Незначительное распространение получили биюргуновыи, лерхианово-полынные, еркековые пастбища. Формируются по понижениям, пологосклоновым буграм. Субдоминирует костер кровельный, кияк, шагыр. Данные пастбища самостоятельных массивов не образуют, встречаются в комплексе друг с другом, а также с шагыровыми, кияковыми, жузгуновыми типами пастбищных угодий.

На пастбищных угодьях наблюдается общая тенденция к депрессии растительного покрова под влиянием интенсивного использования. Постоянный бессистемный выпас скота вблизи зимовок, источников водопоя значительно ухудшает кормовые качества пастбищ, резко снижает их продуктивность, приводит к засорению вредными и непоедаемыми, а также ядовитыми травами (адраспан, молочай). По понижениям приморской равнины на аллювиально-луговых почвах формируются солянковые (солянка натронная, сведа высокая, солянка Паульсена) кустарниковые. Встречаются в комплексе друг с другом. Группа кустарниковых пастбищ представлена тамарисково - ажрековым, тамарисково - солянковым и тамарисково - полынным типами.

Область знаменита как уникальный поставщик рыбы осетровых пород и черной икры, а также как одна из животноводческих областей Казахстана.

При анализе современного состояния животного мира выделяются участки различной степени нарушенности состояния природной среды. Площадка расположения комплекса является сильно преобразованной. Фаунистические сообщества рассматриваемой территории длительное время подвергались антропогенному воздействию (нефтедобыча и перевыпас скота).

Учитывая, что площадь, занимаемая рассматриваемым объектом небольшая, на данном участке могут наблюдаться лишь представители синантропной фауны и случайно попавшие животные, характеристика животного мира приводится по прилежащим территориям.

Фаунистический комплекс северного и северо-восточного побережья Каспийского моря носит ярко выраженный пустынный характер. Следует учитывать, что из-за небольшой площади рассматриваемой территории приведенный видовой состав животных может отклоняться от фактического и периодически изменяться. Местообитания представляют собой солончаковую пустыню с сильно разреженной растительностью и обширными сорами.

Млекопитающие рассматриваемой территории представлены более чем 40 видами. Преобладающее положение занимают мелкие грызуны (фоновые виды), причём численность многих из них здесь не высокая, за исключением песчанок. По всей территории северного и восточного Каспия встречается ушастый ёж - типичный обитатель пустынь. Наиболее распространенными видами из рукокрылых являются усатая ночница, поздний кожан, двухцветный кожан.

Большая территория исследуемого участка антропогенно преобразована за счет проведения строительных и буровых работ, густой транспортной сетью.

#### **9.7.12 Оценка воздействия на растительный и животный мир**

На состояние растительности территории оказывают воздействие как природные, так и антропогенные факторы, кумулятивный эффект которых выражается в развитии и направлении процессов динамики как растительности, так и экосистем в целом.

Динамические процессы условно можно объединить в 3 группы:

- природные (климатические, эдафические, литологические и др.);
- антропогенно-природные, или антропогенно-стимулированные, опустынивание, засоление);
- антропогенные (выпас, строительство и др.).

Природные процессы неразрывно связаны с ландшафтно-региональными, физико-географическими условиями. Если их рассматривать отдельно, они наиболее стабильны, имеют четкие закономерности развития и не приводят к деградации растительности (исключая стихийные бедствия и катастрофы). Природная динамика растительности имеет характер циклических флюктуаций или сукцессий, так как за длительный исторический период эволюционного развития растения адаптировались к конкретным условиям среды обитания.

В разных типах экосистем природные смены (флюктуации, сукцессии) растительности протекают по-разному и имеют свои закономерности. Растительность массива обследования развивается в очень суровых природных условиях: засушливость климата, большие амплитуды колебания температур, резкий недостаток влаги в сочетании с широким распространением засоленных почвообразующих и подстилающих пород, вызывающих преобладание восходящих минеральных растворов в почве.

В современной динамике экосистем и растительности антропогенно-природные процессы преобладают, так как вследствие интенсивной хозяйственной деятельности в регионе чисто природные процессы вычлнить невозможно. Они лишь являются фоном, на которые накладываются антропогенные факторы, приводящие к деградации экосистем.

Антропогенные процессы непосредственно связаны с хозяйственной деятельностью человека на данной территории. Они вызваны влиянием разнообразных антропогенных факторов, вызывающих механическое (выпас, уничтожение) и химическое (загрязнение окружающей природной среды) повреждение растительности и других компонентов экосистем (почв, животного мира и др.). Антропогенные смены протекают более быстрыми темпами и ускоряют природные и антропогенно-природные процессы. Взаимодействие антропогенно-стимулированных, антропогенных и природных процессов стимулируют развитие процесса опустынивания данной территории. По степени воздействия на экосистемы территории выделяются следующие антропогенные факторы:

1. Пастбищный (выпас, перевыпас скота) – потенциально обратимый вид воздействия, выражен по всей территории в разной степени, в зависимости от нагрузки скота и пастбищной ценности растительности. Вследствие интенсивного засоления почв исследуемого участка, растительность содержит значительные количества минеральных солей, поэтому могут поедаться скотом только после выпадения осадков. Земли используются только как зимние пастбища для верблюдов.

2. Транспортный (дорожная сеть) – линейно-локальный необратимый вид воздействия, характеризующийся полным уничтожением растительного покрова по трассам дорог, запылением и химическим загрязнением растений вдоль трасс. Наиболее

сильно выражен вблизи объектов месторождения и населенных пунктов из-за сгущения дорог.

3. Пирогенный – (пожары) локальный вид воздействия, характерен для всех типов экосистем. На заросших кустарником и захламленных ветошью участках может расцениваться как положительный фактор для улучшения состояния растительности «омоложения», но губителен для животных, особенно беспозвоночных (насекомых).

4. Промышленный (разведка и добычи нефти) – локальный вид воздействия с сильной степенью нарушенности экосистем в радиусе 100-1000м (запыление растительного покрова, очаги химического загрязнения в результате разливов нефтепродуктов и других химреагентов, тотальное уничтожение травостоя).

Территориальные экологические последствия влияния этих факторов не равноценны. Кроме того, повсеместно экосистемы испытывают влияние многих факторов одновременно, но интегральный, кумулятивный эффект этих воздействий не одинаков и зависит от исходного состояния и потенциальной устойчивости растительности конкретных участков.

Источниками воздействия на растительность являются:

- изъятие земель;
- передвижение транспорта и специальной техники;
- подготовка поверхности для строительства скважины и иных технологических объектов, в том числе устройство базового полевого лагеря;
- твердые производственные и бытовые отходы, сточные воды.

При работах на месторождении Прибрежные растительные ресурсы не используются.

При работах скважин на месторождении Прибрежные зоны влияния планируемой деятельности на растительность отсутствуют.

При осуществлении работ и изменения в растительном покрове не планируются.

Известно, что почти все виды животных уязвимы с точки зрения воздействия на них антропогенных (техногенных) факторов. Особенно сильное влияние техногенных факторы оказывают на земноводных и пресмыкающихся. Большинство представителей этой группы животных привязаны к местам своего обитания и в экстремальных ситуациях не способны избежать отрицательных внешних воздействий путем миграции на дальние расстояния.

В период размножения при техногенном воздействии могут ухудшаться условия существования для ряда видов птиц. В этом случае негативное воздействие будет иметь фактор беспокойства, вызванный производственным шумом, в результате которого птицы

могут бросать свои гнезда. В меньшей степени шумовой фон отражается на мелких млекопитающих. Дежурное ночное освещение участка привлекать животных, ведущих ночной образ жизни (ежи, совы, насекомые и др.), что повышает риск их гибели.

Осуществление проектных работ окажет определенное воздействие на животный мир. Данное воздействие можно рассматривать, как механического воздействия. Причинами механического воздействия на животный мир или беспокойства представителям фауны становится движение транспорта.

В целом влияние на животный мир в процессе проведения проектных работ, можно оценить, как локальное, кратковременное и незначительное.

Таблица 9.7.12.1 - Анализ воздействия на растительный и животный мир

Источники и виды воздействия	Пространственный масштаб	Временный масштаб	Интенсивность воздействия	Значимость воздействия
1	2	3	4	5
<b>Почвы и почвенный покров</b>				
Воздействие на растение	Локальное 1	Кратковременное 1	Умеренное 3	низкой значимости 3
Воздействие на животный мир	Локальное 1	Кратковременное 1	Умеренное 3	низкой значимости 3

**Вывод:** На период работ возможное воздействие на растительный и животный мир можно принять: *локальным* по пространственному масштабу, *кратковременным* по временному масштабу и *умеренный* по интенсивности воздействия.

Таким образом, интегральная оценка составляет 3 балла, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости определяется, как *воздействие низкой значимости*.

## 9.8 Методика оценки воздействия на окружающую среду от намечаемой деятельности

Проведение оценки воздействия на окружающую среду является сложной задачей, поскольку приходится рассматривать множество факторов из различных сфер исследования. Кроме того, не все характеристики можно точно проанализировать и придать им количественную оценку. В этом случае прибегают к одному из методов экспертного оценивания, в соответствии с «Методическими указаниями по проведению оценки воздействия хозяйственной деятельности на окружающую среду» (Астана 2009, Приказ МООС РК №270-о от 29.10.10 г.).

Значимость воздействия, являющаяся результирующим показателем оцениваемого воздействия на конкретный компонент природной среды, и оценивается по следующим параметрам:

- пространственный масштаб;
- временной масштаб;
- интенсивность.

Методика основана на балльной системе оценок. Здесь использовано четыре уровней оценки.

В таблице 9.8.1 представлены количественные характеристики критериев оценки.

**Таблица 9.8.1 - Шкала масштабов воздействия и градация экологических последствий**

Масштаб воздействия	Показатели воздействия и ранжирование потенциальных нарушений
<b>Пространственный масштаб воздействия</b>	
<i>Локальный (1)</i>	Площадь воздействия до 1 км <sup>2</sup> для площадных объектов или в границах зоны отчуждения для линейных, но на удалении до 100 м от линейного объекта
<i>Ограниченный (2)</i>	Площадь воздействия до 10 км <sup>2</sup> для площадных объектов или на удалении до 1 км от линейного объекта
<i>Местный (3)</i>	Площадь воздействия в пределах 10-100 км <sup>2</sup> для площадных объектов или 1-10 км от линейного объекта
<i>Региональный (4)</i>	Площадь воздействия более 100 км <sup>2</sup> для площадных объектов или на удалении более 10 км от линейного объекта
<b>Временной масштаб воздействия</b>	
<i>Кратковременный (1)</i>	Длительность воздействия до 6 месяцев
<i>Средней продолжительности (2)</i>	От 6 месяцев до 1 года
<i>Продолжительный (3)</i>	От 1 года до 3-х лет
<i>Многолетний (4)</i>	Продолжительность воздействия от 3-х лет и более
<b>Интенсивность воздействия (обратимость изменения)</b>	
<i>Незначительная (1)</i>	Изменения среды не выходят за существующие пределы природной изменчивости
<i>Слабая (2)</i>	Изменения среды превышают пределы природной изменчивости, но среда полностью самовосстанавливается
<i>Умеренная (3)</i>	Изменения среды превышают пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов природной среды. Природная среда сохраняет способность к самовосстановлению поврежденных элементов
<i>Сильная (4)</i>	Изменения среды приводят к значительным нарушениям компонентов природной среды и/или экосистемы. Отдельные компоненты природной среды теряют способность к самовосстановлению (это утверждение не относится к атмосферному воздуху)
<b>Интегральная оценка воздействия (суммарная значимость воздействия)</b>	
<i>Воздействие низкой значимости (1-8)</i>	Последствия воздействия испытываются, но величина воздействия достаточно низка, а также находится в пределах допустимых стандартов или рецепторы имеют низкую чувствительность / ценность
<i>Воздействие средней значимости (9-27)</i>	Может иметь широкий диапазон, начиная от порогового значения, ниже которого воздействие является низким, до уровня, почти нарушающего узаконенный предел. По мере возможности необходимо показывать факт снижения воздействия средней значимости
<i>Воздействие высокой значимости (28-64)</i>	Имеет место, когда превышены допустимые пределы интенсивности нагрузки на компонент природной среды или когда отмечаются воздействия большого масштаба, особенно в отношении ценных / чувствительных ресурсов

Пространственный параметр воздействия определяется на основе анализа проектных технологических решений, математического моделирования процессов

распространения загрязнения в окружающей среде или на основе экспертных оценок возможных последствий от воздействия намечаемой деятельности.

Приведенное в таблице разделение пространственных масштабов опирается на характерные размеры площади воздействия, которые известны из практики. В таблице также приведена количественная оценка пространственных параметров воздействия в условных баллах (рейтинг относительного воздействия).

Временной параметр воздействия на отдельные компоненты природной среды определяется на основе технического анализа, аналитических или экспертных оценок и выражается в четырех категориях. Величина (интенсивность) воздействия также оценивается в баллах. Для определения значимости (интегральной оценки) воздействия намечаемой деятельности на отдельный элемент окружающей среды выполняется комплексирование полученных для данного компонента окружающей среды показателей воздействия. Комплексный балл воздействия определяется путем перемножения баллов показателей воздействия по площади, по времени и интенсивности. Значимость воздействия определяется по трем градациям. Градации интегральной оценки приведены в таблице 9.8.2.

Результаты комплексной оценки воздействия производственных работ на окружающую среду в штатном режиме работ представляются в табличной форме.

Для каждого вида деятельности определяются основные технологические процессы. Для каждого процесса определяются источники и факторы воздействия. С учетом природоохранных мер по уменьшению воздействия определяются ожидаемые последствия на ту или иную природную среду, и этим воздействиям дается интегральная оценка.

В результате получается матрица, в которой в горизонтальных графах дается перечень природных сред, а по вертикали – перечень видов деятельности и соответствующие им источники и факторы воздействия. На пересечении этих граф выставляется показатель интегральной оценки (воздействие высокой, средней и низкой значимости). Такая таблица дает наглядное представление о прогнозируемых воздействиях на компоненты окружающей среды.

**Таблица 9.8.2 - Матрица оценки воздействия на окружающую среду в штатном режиме**

Категория воздействия, балл			Категория значимости	
Пространственный масштаб	Временной масштаб	Интенсивность воздействия	Баллы	Значимость
<u>Локальный</u> 1	<u>Кратковременный</u> 1	<u>Незначительная</u> 1	1-8	<b>Воздействие низкой значимости</b>
<u>Ограниченный</u> 2	<u>Средней продолжительности</u> 2	<u>Слабая</u> 2		

Категория воздействия, балл			Категория значимости	
Пространственный масштаб	Временной масштаб	Интенсивность воздействия	Баллы	Значимость
<u>Местный</u> 3	<u>Продолжительный</u> 3	<u>Умеренная</u> 3	28-64	Значимость значимости
<u>Региональный</u> 4	<u>Многолетний</u> 4	<u>Сильная</u> 4		Воздействие высокой значимости

## 9.9 Комплексная оценка воздействия на окружающую среду

Воздействия на окружающую среду могут быть разделены на технологически обусловленные и не обусловленные.

Технологически обусловленные - это воздействия, объективно возникающие вследствие производства работ, протекания технологических процессов и формирования техногенных потоков веществ. Среди технологически обусловленных воздействий могут быть выделены следующие группы ведущих факторов:

- Нарушения почвенно-растительного покрова возникают при транспортировке оборудования и работе техники, при езде автотранспорта;
- Создание фактора беспокойства и вытеснение с постоянного местообитания некоторых представителей животного мира;
- Выбросы в атмосферу при нормальных режимах работы, в силу ограниченной интенсивности выбросов не должны создавать высоких приземных концентраций;
- Попадание загрязняющих веществ в водные объекты через атмосферу и почву;
- При производственной деятельности персонала происходит образование и накопление отходов. Все отходы временно складироваться в специальные оборудованные емкости и контейнеры и по мере накопления передаются сторонним организациям на договорной основе для утилизации.

Технологически не обусловленные воздействия связаны с различного рода отступлениями от проектных решений и экологически неграмотным поведением персонала.

**Таблица 9.9.1 – Источники и факторы воздействия на компоненты окружающей среды, и основные мероприятия по их снижению**

№ п/п	Компоненты окружающей среды	Факторы воздействия на окружающую среду	Мероприятия по снижению отрицательного техногенного воздействия на окружающую среду
1	Атмосфера	Выбросы загрязняющих веществ. Спецтехника и автотранспорт.	Профилактический осмотр и ремонт спецтехники и автотранспорта. Профилактика и контроль оборудования и трубопроводных систем.

№ п/п	Компоненты окружающей среды	Факторы воздействия на окружающую среду	Мероприятия по снижению отрицательного техногенного воздействия на окружающую среду
		Работа технологического оборудования. Шумовые воздействия	Выполнение всех проектных природоохранных решений. Контроль за состоянием атмосферного воздуха. Прекращение работ при НМУ.
2	Водные ресурсы	Фильтрационные утечки углеводородов и других химических веществ. Фильтрационные утечки углеводородов из отходов и далее в подземные воды через почвенный покров	Проведение экологического контроля качества водного объекта. Четкая организация системы управления отходами производства и потребления. Запрещение на сброс сточных вод в водные объекты. Осмотр технического состояния канализационной системы. Контроль за техническим состоянием транспортных средств.
3	Недра	Нарушение рельефа	Изоляция водоносных горизонтов. Герметичность подземного и наземного оборудования.
4	Почвенный покров	Механическое нарушение. Химическое загрязнение.	Создание системы контроля за состоянием почв. Инвентаризация, сбор отходов в специально оборудованных местах, своевременный вывоз отходов. Противопожарные мероприятия. Запрет на движение транспорта вне дорог. Профилактика и ликвидация аварийных утечек топлива и ГСМ. Рекультивация земель.
5	Растительность	Механическое воздействие. Техногенное загрязнение. Уничтожение травяного покрова.	Противопожарные мероприятия. Запрет на движение транспорта вне дорог. Профилактика и ликвидация аварийных утечек топлива и ГСМ. Визуальное наблюдение за состоянием растительности
6	Животный мир	Незначительное уменьшение площади обитания. Фактор беспокойства. Шум от работающих механизмов.	Ограничение доступа животных к местам складирования производственных отходов. Соблюдение норм шумового воздействия. Принятие административных мер для пресечения браконьерства. Сведение к минимуму передвижения транспортных средств ночью.

Для объективной комплексной оценки воздействия на окружающую среду на период работ по проекту надо классифицировать величину воздействия на каждый компонент окружающей среды в отдельности, используя три основных показателя – пространственного и временного масштабов воздействия и его величины (интенсивности). Используемые критерии оценки основаны на рекомендациях действующих методологических разработок (метод матричного анализа) с учетом уровня принятых технологических решений реализации проекта и особенностей природных и климатических условий:

- Воздействие на атмосферный воздух может быть оценено как *локальное (1)* (площадь воздействия менее 1 км<sup>2</sup> для площадных объектов), *кратковременное (1)* (продолжительность воздействия до 6 месяцев) и *умеренное (3)* (Изменения среды

превышают пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов природной среды. Природная среда сохраняет способность к самовосстановлению поврежденных элементов).

- Воздействие на водные ресурсы – *локальное (1), кратковременное (1), умеренное (3)*;
- Воздействие на недра – *локальное (1), кратковременное (1), умеренное (3)*;
- Воздействие на окружающую среду отходов производства и потребления – *локальное (1), кратковременное (1), умеренное (3)*;
- Воздействие физических факторов - *локальное (1), кратковременное (1), слабое (2)* (Изменения среды превышают пределы природной изменчивости, но среда полностью самовосстанавливается);
- Воздействие на почвенный покров – *локальное (1), кратковременное (1), умеренное (3)*;
- Воздействие на растительный мир – *локальное (1), кратковременное (1), умеренное (3)*;
- Воздействие на животный мир – *локальное (1), кратковременное (1), умеренное (3)*.

На основе покомпонентной оценки воздействия на окружающую среду путем комплексирования ранее полученных уровней воздействия, в соответствии с изложенными методиками, выполнена интегральная оценка намечаемой деятельности.

**Таблица 9.9.2 – Комплексная оценка воздействия на компоненты окружающей среды**

Компонент окружающей среды	Показатели воздействия			Интегральная оценка воздействия
	Пространственный масштаб	Временной масштаб	Интенсивность воздействия	
Атмосферный воздух	Локальный (1)	Кратковременный (1)	Умеренное (3)	Низкая (3)
Водные ресурсы	Локальный (1)	Кратковременный (1)	Умеренное (3)	Низкая (3)
Недра	Локальный (1)	Кратковременный (1)	Умеренное (3)	Низкая (3)
Отходы производства и потребления	Локальный (1)	Кратковременный (1)	Умеренное (3)	Низкая (3)
Физические факторы	Локальный (1)	Кратковременный (1)	Слабое (2)	Низкая (2)
Почвенные ресурсы	Локальный (1)	Кратковременный (1)	Умеренное (3)	Низкая (3)
Растительность	Локальный (1)	Кратковременный (1)	Умеренное (3)	Низкая (3)
Животный мир	Локальный (1)	Кратковременный (1)	Умеренное (3)	Низкая (3)
<b>Итого:</b>				<b>Низкая (3)</b>

Для определения комплексной оценки воздействия на компоненты окружающей среды находим среднее значение от покомпонентного балла категории значимости.

Как следует из приведенной матрицы, интегральное воздействие (среднее значение) при реализации проектных решений составляет **3 балла**, что соответствует **низкому уровню воздействия на компоненты окружающей среды**.

Таким образом, реализация проектных решений при соблюдении норм технической и экологической безопасности, проведении технологических и природоохранных мероприятий не приведет к значительным изменениям в компонентах окружающей среды, и не повлияет на абиотические и биотические связи территории района работ.

## 10. ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ

Настоящим "Дополнением №3 к проекту разведочных работ по поиску..." проектный объем геологоразведочных работ распределены по годам и представлены в таблице 10.1.

**Таблица 10.1 - Календарный план-график на проведение сейсморазведочных и буровых работ**

№ п/п	Наименование работ	Сроки выполнения
1	Составить Дополнения №3 к проекту разведочных работ с ОВОС.	В период разведки
2	Сбор 3Данных объемом 540 кв.км	В период разведки
3	Обработка и и интерпретация 3Д сейсмических данных	В период разведки
4	Бурение и испытание поисковой независимой скважины ВАК-6 (1960м)	В период разведки
5	Бурение и испытание поисковой независимой скважины ВАК-7 (2000м)	В период разведки
6	Бурение и испытание поисковой независимой скважины ВАК-8 (2030м)	В период разведки
7	Компоновать результаты Подготовка ОПЗ	В период разведки

Продолжительность строительства поисковых скважин на основании утвержденной проектно-сметной документации на скважины, расположенные на соседних площадях с аналогичными геолого-техническими условиями проводки, с обоснованием данной аналогии или пробуренными скважинами на участке (Табл.10.2). Достигнутые коммерческие скорости по экспедиции или по региону. Ориентировочная общая продолжительность проектируемых работ по проекту с учетом времени на подготовительные работы, очередности бурения скважин и технических возможностей (Табл.10.3., 10.4).

**Таблица 10.2 - Продолжительность строительства проектной скважины глубиной 1960м**

Строительно-монтажные работы для перевозки вышкомонтажной бригады, сут	Продолжительность цикла строительства скважины, сут				
	всего	в том числе			Испытание (освоение) в эксплуатационной колонне
		строительно-монтажные работы	подготовительные работы к бурению	бурение и крепление	
-	295	20	25	70	180

**Таблица 10.3 - Продолжительность бурения и крепления по интервалам на глубину 2000м**

Номер обсадной колонны	Название колонны	Продолжительнос ть крепления, сут	Интервал бурения (по стволу), м		Продолжительность бурения, сут		
			от (верх)	до (низ)	забойными двигателями	роторным способом	совмещенным способом
1	Направление	2	0	30	-	2	-
2	Кондуктор	3	50	300	-	7	-
3	Техническая	5	820	1091	-	20	-
4	Эксплуатационная	5	1600	2000	-	26	-
<b>ВСЕГО, продолжительность бурения и крепления сут: 70</b>		<b>15</b>			-	<b>55</b>	-

**Таблица 10.4 - Продолжительность бурения и крепления по интервалам на глубину 2030м**

Номер обсадной колонны	Название колонны	Продолжительнос ть крепления, сут	Интервал бурения (по стволу), м		Продолжительность бурения, сут		
			от (верх)	до (низ)	забойными двигателями	роторным способом	совмещенным способом
1	Направление	2	0	30	-	2	-
2	Кондуктор	3	50	300	-	7	-
3	Техническая	5	820	1128	-	20	-
4	Эксплуатационная	5	1600	2030	-	26	-
<b>ВСЕГО, продолжительность бурения и крепления сут: 70</b>		<b>15</b>			-	<b>55</b>	-

**11. ПРЕДПОЛАГАЕМАЯ СТОИМОСТЬ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ**

Данным Дополнением №3 к проекту разведочных работ проектируется бурение поисковой скважины ВАК-6, ВАК-7, ВАК-8 с проектными глубинами 1960м, 2000м и 2030м.

Общие планируемые затраты на поисковые работы приведены в таблице 11.1.

**Таблица 11.1 - Планируемые затраты на поисковые работы на блоке Терескен-2.**

№ п/п	Сроки выполнения	Объемы работ	Стоимость, тыс.тенге
1	В период разведки	Проведение полевых сейсморазведочных работ 3Д объемом 540 кв км	3 330 999
	В период разведки	Обработка и интерпретация 3Д сейсмических данных в объеме 640 кв км.	535 961
2	В период разведки	Бурение поисковой зависимой скважины ВАК-6 (бурение, ГИС, отбор керна, испытание и т.п.) глубиной 1960м	1850 000
3	В период разведки	Бурение поисковой зависимой скважины ВАК-7 (бурение, ГИС, отбор керна, испытание и т.п.) глубиной 2000м	1850 000
4	В период разведки	Бурение поисковой независимой скважины ВАК-8 (бурение, ГИС, отбор керна, испытание и т.п.) глубиной 2030м	1850 000
5	В период разведки	Компоновать результаты Подготовка ОПЗ	25000
<b>Итого на поисковый этап 2025-2027гг.</b>			<b>9 441 960</b>

По результатам сбора обработки, интерпретации, переработки переинтерпретации сейсмических материалов в случае признания перспективности будет принято решение о целесообразности бурения разведочной скважины глубиной ниже 5000м.

Таким образом, в 2025-2027гг. на поисковые работы будет израсходовано **9 441 960 тыс.тенге.**

В таблице 11.2 приведены основные геолого-экономические показатели поисковых работ.

**Таблица 11.2 - Основные геолого-экономические показатели поисковых работ**

№№ п/п	Наименование показателей	Значение показателей
1	Количество скважин, шт.	3
2	Объем бурения, пог.м.	6060
3	Затраты на геологоразведочные работы, тыс. тенге	9 441 960
4	Ожидаемые извлекаемые ресурсы нефти, тыс. тонн	40582,8
5	Ресурсы нефти на 1 скважину, тыс. тонн	13527,6
6	Ресурсы нефти на 1м проходки, тонн	1234,5
7	Стоимость 1м проходки тыс. тг	6697
8	Стоимость 1 тонны приращенных ресурсов, тенге	233

## 12. ОЖИДАЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТ

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

Согласно «Методике классификации запасов месторождений и прогнозных ресурсов, инструкций по подсчету запасов полезных ископаемых, в том числе относящихся к нетрадиционным углеводородам» (Приказ и.о. Министра индустрии и инфраструктурного развития Республики Казахстан от 2 февраля 2023 года № 71) ресурсы относятся к перспективной категории С<sub>3</sub>.

Площади продуктивности рассчитаны по проектируемой скв.ВАК-6 и по пробуренной скв.ВАК-5 (на основе ДопПРР\_2022г.):

- по замыкающим изогипсе -1140м в районе за проектированной скв.ВАК-6;
- в районе скв.ВАК-5, по замыкающей изогипсе -1560м.

После выполнения ДопПРР\_2022г. недропользователем по результатам интерпретации материалов сейсмике 3Д были выделены перспективные зоны, куда и была пробурена скв.ВАК-5. Первоначально скв.ВАК-5 планировалась в северной части участка Терескен-2, но в результате интерпретации 3D сейсмических данных была пробурена в центральной части участка, южнее первоначальной точки.

В результате бурения скважины ВАК-5 обнаружены отложения нижнего визея и турнея на глубине -1500 м.

Отложения среднего и верхнего карбона отсутствуют в разрезе скважины ВАК-5.

Так же турнейский ярус планируется вскрыть проектной скважиной ВАК-6 на абсолютной отметке -1038 м, по пробуренной скв.ВАК-5 на абсолютной отметке -1440 м. Поскольку на близлежащих месторождениях отложения турнейского яруса не были вскрыты, для оценки прогнозируемых ресурсов использованы усредненные параметры (коэффициенты открытой пористости, нефтенасыщенности, пересчетный коэффициент и плотность) значения визейского яруса на месторождении Лактыбай. (табл.12.1).

Так как для оценки перспективных ресурсов были использованы параметры по месторождению Лактыбай, так же и использован коэффициент извлечения (КИН) равный 0,1 по этому месторождению.

Оценка ресурсов проведена объемным методом:

$$Q_n = S * h * k_p * k_n * \theta * \gamma, \text{ где}$$

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

*h* – эффективная нефтенасыщенная толщина, м;

*k<sub>p</sub>* – коэффициент открытой пористости, доли ед.;

*k<sub>n</sub>* – коэффициент нефтенасыщенности, доли ед.;

$\theta$  – пересчетный коэффициент, доли ед.;

$\gamma$  – плотность нефти, г/см<sup>3</sup>;

**Qн.изв=Qн\*Кн.изв.**, где

*Кн.изв* – коэффициент извлечения нефти (КИН).

Суммарные перспективные ресурсы УВ категории С<sub>3</sub> в пределах рассматриваемой территории составляют:

геологические – **266303,2 тыс. т,**

извлекаемые – **40582,8 тыс. т.**

Таблица 12.1.1 - Прогнозные ресурсы УВ

Толща	Район скважин	Категория	Площадь нефтеносности. тыс.м2	Средневзвешенная эффективная нефтенасыщенная толщина. м.	Эффективный объем пород-коллекторов. тыс.м3	Коэффициент открытой пористости. д.ед.	Коэффициент нефтенасыщенности. д.ед.	Плотность нефти. г/см3	Пересчетный коэффициент. д.ед.	Геологические ресурсы нефти. тыс.т	Коэффициент извлечения нефти. д.ед.	Извлекаемые ресурсы нефти.тыс.т
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
С1t	<b>ВАК-5</b>	<b>С3</b>	7025	36	252900	0.1	0.46	0.834	0.752	7296.1	0.1	729.6
	<b>ВАК-6</b>	<b>С3</b>	51125	21	1073625	0.1	0.46	0.834	0.752	30973.8	0.1	3097.4
	<b>ВАК-7</b>	<b>С3</b>	78000	60	4680000	0.1	0.46	0.834	0.752	135016.7	0.1	13501.7
	<b>ВАК-8</b>	<b>С3</b>	28100	58	1629800	0.1	0.85	0.880	0.763	93016.6	0.25	23254.1
<b>Всего по блоку Терескен-2</b>	<b>С<sub>3</sub></b>									<b>266303.2</b>		<b>405582.8</b>

### 13. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

АО «СНПС-Актобемунайгаз» в соответствии с Контрактом №4687 от 21.12.2018г. предоставлено право на разведку и добычу углеводородов на участке Терескен-2 в пределах блоков XXV-21-В (частично), С, А, В (частично); Е (частично); F (частично), D (частично); Е (частично); F (частично) в Актыобинской области Республики Казахстан (рис. 1.1). Срок действия разведки – до 21.12.2027г.

Относительно нефтегазоносного потенциала подсолевого комплекса территории блока предполагается возможность наличия глубокозалегающих рифовых тел каменноугольного возраста с благоприятными геологическими условиями для накопления и сохранения залежей углеводородов.

Настоящий «Дополнения №3 к проекту разведочных работ...» предусмотрено бурение 3-х поисковых скважин.

Таким образом, проектом предусматривается:

- Бурение поисковой зависимой скважины ВАК-6 предыдущим проектным документом глубиной 1960м.
- Бурение поисковой зависимой скважины ВАК-7 глубиной 2000м.
- Бурение поисковой независимой скважины ВАК-8 глубиной 2030м.

В настоящем проекте обоснованы цели и задачи заложения проектных скважин, продолжительность строительства проектируемых скважин, а также проведены основные геолого-экономические показатели планируемых работ.

Выполнение запланированных работ позволит детализировать геологическое строение и оценить нефтегазоносность рассматриваемых объектов, а также получить новые данные для ведения дальнейших работ на территории. Поскольку реализованный объем бурения недостаточен для полного изучения Контрактного блока. В результате выполнения полного комплекса поисковых работ будет уточнено геологическое строение в пределах контрактной территории.

**СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ****№ а) Опубликованные**

- 1 Закон Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» (с изменениями и  
дополнениями по состоянию на 08.04.2016 г)  
2 «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр при  
разведке и добыче полезных ископаемых», утвержденные постановлением  
3 Правительства РК от 17.11.2015 г. № 1072  
4 «Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от предприятий  
по производству строительных материалов. Астана 2008 г.  
5 «Водный кодекс Республики Казахстан» №481-ІІ от 09.07.2003 г.  
6 «Экологический кодекс Республики Казахстан» от 02.01.2021г.  
7 Правила геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах.  
МПР РФ, МТиЭ РФ, М,1999  
8 «Техническая инструкции по проведению геофизических исследований и работ на  
кабеле в нефтяных и газовых скважинах», Москва, 2001г. РД 153-39.0-072-01.  
9 Геофизические исследования скважин. Сервисный каталог.  
10 Научно - технический вестник «Каротажник», №12 (189),Тверь,2009г.(2)  
«Геофизические методы определения параметров нефтегазовых коллекторов» М.,  
Б.Ю.Вендельштейн, Р.А. Резванов. «Недра», 1978.  
11 Методические рекомендации по подсчёту геологических запасов нефти и газа  
объёмным методом Москва-Тверь. 2003г. 3  
12 Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных  
производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности.  
Утверждены приказом Министра по инвестициям и развитию РК №355 от  
30.12.2014 г.  
13 Методические указания по составлению проекта поисков и разведки  
месторождений нефти и газа. Москва 1999г  
14 Правила представления недропользователями отчетов о проведении операций по  
недропользованию. Утверждены приказом Министра по инвестициям и развитию  
РК №396 от 31.03.2015 г.

**б) Фондовые**

- 15 Бричикова М.П., и др. Отчет «Проведение переобработки, обработки и  
интерпретации геолого-геофизических данных по блоку Р-24 (Терескен)», ОАО  
«ЦГЭ», г.Атырау, 2008г.

- 16 Уразаева С.Б., Петровский В.Б., Есбулатова З.М. и др. Отчет по теме «Комплексный анализ сейсмических, скважинных, аэрокосмических, геолого-геофизических данных с выдачей рекомендаций по ранжированию перспективных участков и по месту заложения разведочных скважин по проекту Р-24 (Терескен). (Специализированная обработка данных дистанционного зондирования Земли и комплексный анализ с геолого-геофизическими данными с целью выявления и оценки нефтегазоперспективности площади «Терескен»)), АО «КАЗГЕОКОСМОС», г.Атырау, 2008г.
- 17 Японская национальная нефтяная корпорация «Отчет по сбору геофизических данных в рамках геофизических исследований на площади Терескен», Республика Казахстан, ЯННК, Токио, Япония, 1998г.
- 18 «Отчет о результатах геологоразведочных работ, проведенных на контрактной территории Терескен (блок Р-24) в период разведки 2006-2012гг.», ТОО «РД КМГ Разведочные активы», г.Атырау, 2012г.
- 19 «Проект поисковых работ по Блоку Терескен-2 Актюбинской области Республики Казахстан», ТОО «Timal Consulting Group», г.Атырау, 2018г.
- 20 «Отчет о результатах интерпретации данных сейсморазведочных работ 2Д на блоке Терескен-2 площадью 1400 пог.км», ТОО «Timal Consulting Group», г.Атырау, 2020г.
- 21 «Проект разведочных работ по поиску углеводородов на блоке Терескен-2 Актюбинской области Республики Казахстан», ТОО «Timal Consulting Group», г.Атырау, 2021г.