

Министерство промышленности и строительства Республики Казахстан
Комитет геологии
Акционерное общество «Эмбаунайгаз»
Атырауский филиал товарищества с ограниченной ответственностью
«КМГ Инжиниринг»

УДК 550.622.24
Гос. регистрационный
№4АТ-16-1785-11-235/ДГР-230
Инв. №

Гриф ограничения доступа
к документу НЕ СЕКРЕТНО

Экз. _____

УТВЕРЖДАЮ:

Заместитель генерального директора
по геологии и разработке
АО «Эмбаунайгаз»
_____ Е.Т. Тасеменов
«__» _____ 2025г.

ДОПОЛНЕНИЕ
К ПРОЕКТУ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПРОСТРАНСТВА НЕДР
ДЛЯ УТИЛИЗАЦИИ ПОПУТНО-ДОБЫВАЕМЫХ ВОД,
ПРОМСТОКОВ В РАЙОНЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ КОМСОМОЛЬСКИЙ

Выполненный Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» в 2025г.
согласно договору №1132237/2025/1 от 28.07.2025г.

Книга. Текст

Директор Атырауского филиала
ТОО «КМГ Инжиниринг»

А.С. Марданов

Первый заместитель директора
филиала по геологии и разработке

Т.С. Джаксылыков

Атырау, 2025 г.

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Директор департамента геологии
_____ Ж.С. Мурзагалиева общее руководство

Начальник управления геологии
и геологоразведки
_____ А.М. Даутов общее руководство

Ответственный исполнитель:
Ведущий инженер управления геологии и
геологоразведки
_____ Г.К. Имашева введение, главы 1-7

Инженер управления системы сбора,
транспортировки и подготовки продукции
_____ А.С. Каким глава 4

Старший инженер управления экологии
_____ Г. Асланқызы глава 8

Нормоконтролер _____ Г. К. Мазирова



ТЕХНИЧЕСКАЯ СПЕЦИФИКАЦИЯ

по закупке 1132237
 способом Из одного источника

Лот № 1 (189 Р, 4129378)

Заказчик: Акционерное общество "Эмбаунайгаз"

Подрядчик: Товарищество с ограниченной ответственностью "КМГ Нижневирга"

1. Краткое описание ТРУ

Наименование	Значение
Номер строки	189 Р
Наименование и краткая характеристика	Работы по технологическому проектированию
Дополнительная характеристика	Дополнение к проекту эксплуатации пространства недр для утилизации попутно-добываемых вод, промстоков в районе месторождения Б.Жоламанова, Северный Котырмас, Комсомольский
Количество	1.000
Единица измерения	-
Место поставки	КАЗАХСТАН, Атырауская область, Атырауская область
Условия поставки	-
Срок поставки	С даты подписания договора по (включительно) 31.12.2025
Условия оплаты	Предоплата - 0%, Промежуточный платеж - 100%, Окончательный платеж - 0%

2. Описание и требуемые функциональные, технические, качественные и эксплуатационные характеристики

Наименование объекта: действующий полигон утилизации попутно-добываемых вод, промстоков в районе месторождения Б. Жоламанов, Северный Котырмас, Комсомольское.

Целевое назначение работ:

Разработать «Дополнение к проекту эксплуатации пространства недр для утилизации попутно-добываемых вод, промстоков в районе месторождения Б.Жоламанов, Северный Котырмас, Комсомольское»;

разработать к проекту - проект «Оценка воздействия на окружающую среду».

Целевые задачи и объем работы:

- «Дополнение к проекту эксплуатации пространства недр для утилизации попутно-добываемых вод, промстоков в районе месторождения Б. Жоламанов, Северный Котырмас, Комсомольское» состоит из текстовой части и графических материалов, представляется в бумажном и электронном виде;

Осы құжат «Электрондық құжат және электрондық цифрлық қолтаңба туралы» Қазақстан Республикасының 2003 жылғы 7 қаңтардағы № 370-ІІ Заңы 7 бабының 1 тармағына сәйкес қағаз тасығыштағы құжатпен бірдей
 Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года №370-ІІ «Об электронном документе и электронной цифровой подписи» равнозначен документу на бумажном носителе



- предоставить информации о характеристиках подземного сооружения и ее изоляционных свойствах, типах пород, глубине залегания, эффективной толщине, площади и пористости коллектора; свойствах подстилающих и перекрывающих региональных буферных горизонтов и флюидоупоров в районе действующего полигона закачки; качественных и количественных параметрах; гидрогеологических и экологических условиях захоронения в соответствии законодательства РК;
- сведения об организации, деятельности которых ведет образования попутно-добываемых вод, промстоков;
- физико-химическая характеристика попутно-добываемых вод, промстоков и подземных вод;
- мероприятия по выполнению рекомендаций, содержащих в протоколах ранее проведенной государственной экспертизы и других органов, рассматривающих материалы геологоразведочных работ по объекту;
- комплекс мероприятий по охране недр и окружающей среды, производственный и экологический мониторинг;
- сбор, систематизация и комплексный анализ геолого-геофизической и гидрогеологической информации по действующему полигону закачки согласно выполнения постоянного «Работы по геологическому сопровождению проектных решений Проекта утилизации попутно-добываемых вод, промстоков на месторождении Б. Жоламанов, Северный Котырмас, Комсомольское».

Целевые задачи по экологической оценке воздействия на окружающую среду к проекту эксплуатации пространства недр:

1. Разработать экологическую оценку воздействия на окружающую среду (далее – ЭОВОС) в соответствии с Экологическим кодексом РК (ЭК РК) и другими нормативно-техническими требованиями РК в области охраны окружающей среды, а также исходными данными, предоставленными Заказчиком.
2. Подготовить и согласовать с Заказчиком Заявление о намечаемой деятельности.
3. Сопровождать материалы в процессе рассмотрения государственными органами и общественностью, сбор замечаний и предложений заинтересованных органов и общественности, при необходимости, устранения замечаний, а также подача необходимых пояснений.
4. Выполнить процедуры в соответствии с Правилами проведения общественных слушаний.
5. Получить заключение с контролирующих органов на ЭОВОС.

Ожидаемые результаты:

В результате работ должно быть составлено «Дополнение к проекту утилизации попутно-добываемых вод, промстоков в районе месторождения Б. Жоламанов, Северный Котырмас, Комсомольское» с получением положительных заключений от соответствующих



государственных органов РК, включая департаменты по защите прав потребителей, чрезвычайных ситуаций и промышленной безопасности, КЭРК Министерства Экологии и Комитета Геологии МИИР РК.

Данное дополнение проекта эксплуатации пространства недр, который определяет условия использования пространства недр, должно быть разработано согласно п.1 ст.257 Кодекса РК «О недрах и недропользовании».

Далее согласно п.2 ст.257 Экологического Кодекса -данный проект эксплуатации пространства недр, а также вносимые в него изменения подлежат санитарно-эпидемиологической экспертизе и согласованию с уполномоченным органом в области промышленной безопасности.

Согласно п.п.4 п.6 Приказа Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 17 мая 2018 года № 341 «Инструкция по составлению проекта эксплуатации пространства недр» - проект содержит характеристику вредных, ядовитых веществ, твердых и жидких отходов, сточных промышленных вод с указанием наименования продукта, технического производства или процесса, в котором он образуется, его физической характеристики, полного химического состава, содержания токсичных компонентов, пожароопасности, взрывоопасности, растворимости, совместимости с другими веществами при хранении основных загрязняющих радионуклидов, их активности, а также характеристики системы транспортировки.

Провести анализ по выполненному проекту и определить фактические и планируемые места закачки попутно-пластовых вод, вместе с производственными водами от подготовки нефти в подземные горизонты для утилизации и поддержания пластового давления (определить сроки проведения анализа).

В целях обеспечения эффективной очистки сточных вод, закачиваемых в подземные горизонты, по показателям нефтепродуктов, взвешенных веществ и сероводорода (в соответствии с пунктом 5 статьи 216 Экологического кодекса Республики Казахстан), указать приобретение и установки современных очистных сооружений на объектах закачки Общества — с целью:

- улучшения качества очистки сточных вод,
- модернизации и/или замены действующих очистных сооружений,
- приведения их в соответствие с действующими экологическими требованиями.

Рассмотреть вопрос в рамках планирования мероприятий по охране окружающей среды и (при необходимости) включить в разрабатываемый проектный документ.

Форма представления материалов:

Исполнителем Заказчику передается по три экземпляра проекта на бумажных носителях и электронной версии.

ОГЛАВЛЕНИЕ

№№ гл.	Наименование глав и разделов	стр.
1	2	3
	ВВЕДЕНИЕ	12
1	ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТОВ УТИЛИЗАЦИИ ПОПУТНО-ДОБЫВАЕМЫХ ВОД И ПРОМСТОКОВ	14
	1.1 Местоположение и период эксплуатации	14
	1.2. Система эксплуатации участка закачки попутно-добываемых вод, промстоков и анализ работы поглощающих скважин	16
	1.2.1. Текущее состояние поглощающих скважин	18
	1.2.2. Сравнение проектного и фактического объема закачки попутно-добываемых вод и промстоков (на дату 01.10.2025г.)	19
	1.3. Наблюдательная сеть мониторинга подземных вод	23
2	ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ПОДЗЕМНОГО СООРУЖЕНИЯ	25
	2.1. Характеристика коллектора	25
	2.2. Оценка изоляции резервуара	27
	2.3. Границы и площадь участка эксплуатации пространства недр для утилизации попутно-добываемых вод и промстоков	27
3	СВЕДЕНИЯ ОБ ОРГАНИЗАЦИИ-НЕДРОПОЛЬЗОВАТЕЛЕ	30
4	ХАРАКТЕРИСТИКА ПОДЗЕМНЫХ ВОД ПОГЛОЩАЮЩЕГО ГОРИЗОНТА И ЗАКАЧИВАЕМЫХ ПОПУТНО-ДОБЫВАЕМЫХ ВОД, ПРОМСТОКОВ И ТЕХНОЛОГИЯ ИХ УТИЛИЗАЦИИ	31
	4.1. Характеристика пластовых вод неокомского резервуара	31
	4.2. Характеристика закачиваемых попутно-добываемых вод, промстоков и их совместимости с пластовыми водами неокома	33
	4.2.1. Результаты лабораторных исследований по определению совместимости проб вод	33
	4.2.2. Расчет карбонатной стабильности и совместимости исходных вод	36
	4.2.3. Сульфатная стабильность	38
	4.2.4. Исследование степени биозараженности сульфатовосстанавливающими бактериями (СВБ)	39
	4.3. Технология утилизации попутно-добываемых вод и промстоков	42
	4.3.1. Система утилизации попутно-добываемых вод и промстоков	42
	4.3.1. Система очистки утилизируемых вод и требования к их качеству	45

1	2	3
5	МЕРОПРИЯТИЯ ПО ВЫПОЛНЕНИЮ РЕКОМЕНДАЦИЙ	49
	5.1. Мониторинг подземных вод	49
6	КАЛЕНДАРНЫЙ ГРАФИК ЗАКАЧКИ ПОПУТНО-ДОБЫВАЕМЫХ ВОД И ПРОМСТОКОВ	51
7	ЛИКВИДАЦИЯ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ	52
	7.1. Ликвидация скважин	52
	7.2. Оборудование устьев скважин при их ликвидации	53
	7.3. Ликвидация последствий деятельности АО «Эмбаунайгаз» на полигоне Комсомольский	54
	7.4. Затраты на установку реперов с тумбами	54
	7.5. Затраты на демонтаж оборудования, зданий и сооружений	54
	7.6. Затраты на рекультивацию земель	55
	7.7. Сводный экономический расчет по ликвидации последствий использования пространства недр на полигоне Комсомольский	55
8	СПЕЦИАЛЬНЫЙ КОМПЛЕКС МЕРОПРИЯТИЙ ПО ОХРАНЕ НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ	56
	8.1. Природно-климатическая характеристика района	56
	8.2. Производственный и экологический мониторинг	58
	8.3. Охрана атмосферного воздуха от загрязнений	58
	8.4. Мониторинг подземных вод	60
	8.5. Почвенный покров	60
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	64
	ТЕКСТОВЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ	65

СПИСОК ТАБЛИЦ В ТЕКСТЕ

№№ п/п	№№ табл.	Наименование	Стр.
1	2	3	4
1	1.2.1	Основные сведения о скважинах полигона до и после КРС	17
2	1.2.2	Сведения по поглощающим скважинам по состоянию на 01.10.2025г.	18
3	1.2.3	Сравнение объемов закачки попутно-добываемых вод и промстоков по годам	19
4	1.2.4	Сопоставление проектных и фактических показателей разработки месторождения Алтыкуль	21
5	1.2.5	Сопоставление проектных и фактических показателей разработки месторождения Кошкар	22
6	1.3.1	Характеристика фонда контрольных скважин	23
7	1.3.2	Таблица результатов мониторинга поглощающих и контрольных скважин за 2025 год (по состоянию на 01.10.2025г.)	24

1	2	3	4
8	2.1.1	Принятые расчетные гидрогеологические параметры неокомского резервуара	25
9	2.3.1	Определение границ растекания закачиваемых вод	28
10	2.3.2	Географические координаты угловых точек полигона закачки Комсомольский	28
11	4.1.1	Химический состав и физические свойства пластовых вод нижнемеловых отложений на полигоне Комсомольский	32
12	4.2.1	Химический состав и физические свойства закачиваемой смеси вод на полигоне Комсомольский	34
13	4.2.2	Результаты определения количества осадка в смесях вод	35
14	4.2.3	Расчет стабильности воды с РВС № 1 по карбонату кальция	37
15	4.1.4	Расчет стабильности воды из скважины № 42 по карбонату	37
16	4.2.5	Карбонатная стабильность исходных вод	37
17	4.2.6	Карбонатная совместимость смесей вод	38
18	4.2.7	Сульфатная стабильность пробы воды с РВС, смесей вод	38
19	4.2.8	Результаты исследований отобранных проб воды на наличие СвБ	40
20	4.3.1	Техническая характеристика насоса НБ-125 №3,4	43
21	4.3.2	Сведения по объему утилизации воды на месторождения Комсомольское	43
22	4.3.3	Допустимое содержание механических примесей и нефти в закачиваемой воде	46
23	4.3.4	Результаты физико-химического состава вод месторождения Комсомольское, отобранный на выходе насоса НБ-125	46
24	4.3.5	Содержание нефтепродуктов в воде	47
25	4.3.6	Результаты исследований отобранных проб воды на наличие СвБ	47
26	6.1	Календарный график закачки попутно-добываемых вод с месторождений Кошкар и Алтыкуль для утилизации на участке Комсомольский на 2026-2031г.г.	51
27	7.3.1	Стоимость выполнения работ по ликвидации скважин	54
28	7.7.1	Сводный экономический расчет по ликвидации последствий использования пространства недр на полигоне Комсомольский	55
29	8.1	Общая климатическая характеристика	57
30	8.2	Средняя годовая повторяемость (%) направлений ветра и штилей	57

1	2	3	4
31	8.3	Результаты измерений концентраций загрязняющих веществ в атмосферном воздухе, выполненных на границе санитарно-защитной зоны за I-IV квартал 2024 года	59
32	8.4	Результаты анализа почвенного покрова месторождения Комсомольский	62
33	8.5	Результаты анализа почвенного покрова месторождения Алтыкуль	62

СПИСОК РИСУНКОВ В ТЕКСТЕ

№№ п/п	№№ рис.	Наименование	Стр.
1	2	3	4
1	1.1.1	Обзорная карта месторождения Комсомольское	15
2	1.2.1	Схема расположения эксплуатируемых скважин на полигоне Комсомольский	18
3	1.2.2	Сравнение динамики годовых проектных и фактических объемов утилизируемых вод	19
4	2.1.1	Схема строения коллектора-резервуара в разрезе на месторождении Комсомольское	26
5	2.3.1.	Фрагмент гидрогеологической карты участка с контуром полигона закачки попутно-добываемых вод на месторождении Комсомольское	29
6	4.2.1	Смеси после перемешивания	35
7	4.3.1	Принципиальная схема подготовки нефти ППН Комсомольское	44
8	4.3.2	Принципиальная схема объекта утилизации воды месторождения Комсомольское	45
9	4.3.3	Принципиальная рекомендуемая схема водоподготовки на ППН Комсомольское	48
10	7.2.1	Схема установки репера и тумбы при ликвидации скважины	53
11	7.2.2	Пример металлической таблички, устанавливаемой на приваренную глухую заглушку (глухой фланец) при ликвидации скважины	53
12	8.1	Роза ветров	58

СПИСОК ТЕКСТОВЫХ ПРИЛОЖЕНИЙ

№№ п/п	№№ прил.	Наименование	Стр.
1	2	3	4
1	1	Протокол ГКЭН РК №2057-19-А от 17.06.2019г.	66
2	2	Лицензия на использование пространства недр №5-ИПН от 01.04.2020г.	71
3	3	Отчет по результатам физико-химических исследований, определению карбонатной, сульфатной стабильности и совместимости вод месторождения Комсомольское НГДУ «Доссормунайгаз» (№В5-2025)	75
4	4	Протокол испытаний №В-138 от 11.09.2025г. (пробы до насоса НБ-125)	100
5	5	Протокол испытаний №В-139 от 11.09.2025г. (пробы на выходе НБ-125)	101
6	6	Протокол испытаний №В-179/1-2 от 10.09.2025г. (нефтепродукты)	102
7	7		
8	8		

ПАПКА
СПИСОК ГРАФИЧЕСКИХ ПРИЛОЖЕНИЙ

№ № п/п	Наименование приложения	Номер приложения	Номер листа приложения	Масштаб приложения	Степень секретности приложения
1	2	3	4	5	6
1	Карта фактического материала	1	1	1: 100 000	н/с
2	Ситуационный план расположения ППН Комсомольский	2	1	1:2500	н/с
3	Геологическая карта района работ	3	1	1:200000	н/с
4	Гидрогеологическая карта района работ	4	1	1:200000	н/с
5	Схематическая гидрогеологическая карта участка	5	1	1:5000	н/с
6	Средне-нормальный разрез	6	1	1:1000	н/с
7	Структурная карта по кровле апт-неокома	7	1	1:5000	н/с
8	Апт-неокомский горизонт. Геолого-литологический профиль I-I	8	1	гор 1:2000 вер 1:1000	н/с
9	Апт-неокомский горизонт. Геолого-литологический профиль II-II	9	1	гор 1:2000 вер 1:1000	н/с

Всего - 9 графических приложений на 9 листах, все - несекретные.

ВВЕДЕНИЕ

Закачка попутно-добываемых вод на полигоне Комсомольский АО «Эмбаунайгаз» проводится в соответствии с Лицензией №5-ИПН от 01.04.2020г., выданной Комитетом геологии Министерства экологии, геологии и природных ресурсов РК (текстовое приложение 2). Разрешенный объем закачки – 435 м³/сут. Площадь территории участка недр, на которого предоставлено право на пользование, составляет 0,465 кв.км. Участок эксплуатации пространства недр для утилизации попутно-добываемых вод расположен в Макатском районе Атырауской области.

На полигоне в пространство недр закачиваются пластовые попутно добываемые воды при добыче нефти на разрабатываемых соседних месторождениях Кошкар и Алтыкуль, находящиеся от месторождения Комсомольский на расстоянии 24 км и 21 км, соответственно.

Разведочные работы на полигоне проводились силами ТОО «Атыраугидрогеология» в 2018-2019г.г. в соответствии с утвержденным «Проектом разведки полигона для закачки попутно-добываемых вод на месторождении Комсомольский» (ТОО НИИ «Каспиймунайгаз», 2016г.).

Для проведения разведочных работ по проекту капитально отремонтированы 5 скважин из фонда ранее законсервированных и ликвидированных. Три скважины №№15,44,54 оборудованы как нагнетательные, две №№42,53 – как наблюдательные. Одна из наблюдательных скважин №53 оборудована на буферный альб-сеноманский водоносный горизонт.

В результате разведочных работ определены основные гидрогеологические параметры ранее выбранного неокомского резервуара-коллектора, по которым проведены гидродинамические расчеты полигона закачки попутно-добываемых пластовых вод. Выполнены лабораторные исследования попутно-добываемых пластовых вод и вод пласта коллектора, изучена их совместимость. Отчет о результатах работ по объекту: «Разведка полигона для закачки попутно-добываемых вод на месторождении Комсомольский АО «Эмбаунайгаз»» был представлен на рассмотрение Государственной комиссии по экспертизе недр (ГКЭН) при Комитете геологии. Протоколом №2057-19-А от 17.06.2019г. (текстовое приложение 1) ГКЭН РК постановляет:

1. Материалы отчета о результатах работ по разведке полигона для закачки попутно-добываемых вод на месторождении Комсомольский АО «Эмбаунайгаз», считать апробированными по состоянию изученности на 01.06.2019 года.

2. Принять на разведанном участке полигона в качестве основного коллектора-резервуара для захоронения попутно-добываемых пластовых вод – неокомский водоносный горизонт.

3. Недропользователю АО «Эмбаунайгаз»:

- организовать в пределах площади полигона захоронения эффективный и действенный контроль за состоянием недр и окружающей среды;

- принять к сведению рекомендации авторов по рациональному строительству и эксплуатации полигона, организации и ведению систематического мониторинга недр и окружающей среды.

В 2019г. составлен Проект эксплуатации пространства недр для утилизации попутно-добываемых вод в районе месторождения Комсомольский (ТОО «КМГ Инжиниринг» «Каспиймунайгаз»), который утвержден после получения заключений государственной экологической и санитарно-эпидемиологической экспертиз, а также согласования с уполномоченным органом в области промышленной безопасности. Проектом эксплуатации были определены технические и технологические аспекты закачки; мероприятия по охране недр и окружающей природной среды, а также другие условия использования пространства недр.

В соответствии с Проектом эксплуатации на полигоне проводится ежегодный мониторинг подземных вод и на основании его результатов составляются ежегодные Авторские надзоры с оценкой текущего состояния полигона и осуществления контроля над ходом реализации программы гидрогеологических работ с представлением для сведения в МД «Запказнедра».

Настоящее Дополнение к действующему «Проекту эксплуатации пространства недр для утилизации попутно-добываемых вод в районе месторождения Комсомольский» составлено Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» в рамках Договора №1132237/2025/1 от 28.07.2025г. с АО «Эмбамунайгаз», согласно Технической спецификации к нему.

Целью настоящего Дополнения является внесение информации по закачиваемым водам, обновление действующей Лицензии на использование пространства недр №5-ИПН от 01.04.2020г., в связи с изменением состава вод, подлежащих закачке в неокомский резервуар-коллектор. Таким образом, кроме попутно-добываемых пластовых вод на полигоне Комсомольский планируется закачка промышленных стоков.

Следует отметить, что согласно утверждённому бизнес-плану недропользователя, завершение строительства нефтепровода Алтыкуль-Карсак запланировано на конец 2026 года. После ввода данного нефтепровода в эксплуатацию отпадает необходимость закачки попутно добываемой воды и промышленных стоков на полигоне Комсомольский. В связи с этим предусмотрена ликвидация полигона Комсомольский в срок до конца 2030 года.

1. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТОВ УТИЛИЗАЦИИ ПОПУТНО-ДОБЫВАЕМЫХ ВОД И ПРОМСТОКОВ

1.1. Местоположение и период эксплуатации

Участок эксплуатации пространства недр для утилизации попутно-добываемых вод расположен на территории листа L-39-XII масштаба 1:200 000 международной разграфки и административно входит в состав Макатского района Атырауской области (рис. 1.1.1). Для размещения объектов утилизации выбрано отработанное нефтяное месторождение Комсомольское.

Источники подлежащих закачке попутно-добываемых вод - нефтяные месторождения Алтыкуль и Кошкар НГДУ «Доссормунайгаз», находятся на расстоянии 24 км и 21 км от участка закачки.

В двух километрах восточнее от месторождения Комсомольское проходит железная дорога Атырау-Мангышлак. Месторождение Комсомольское находится в 42 км юго-восточнее от станции Макат и в 45 км северо-западнее от города Кульсары.

Срок выданной Лицензии №5-ИПН от 01.04.2020г. - до 2045 года. Площадь выделенной, в соответствии с Лицензией, территории участка недр составляет 0,465 кв.км.

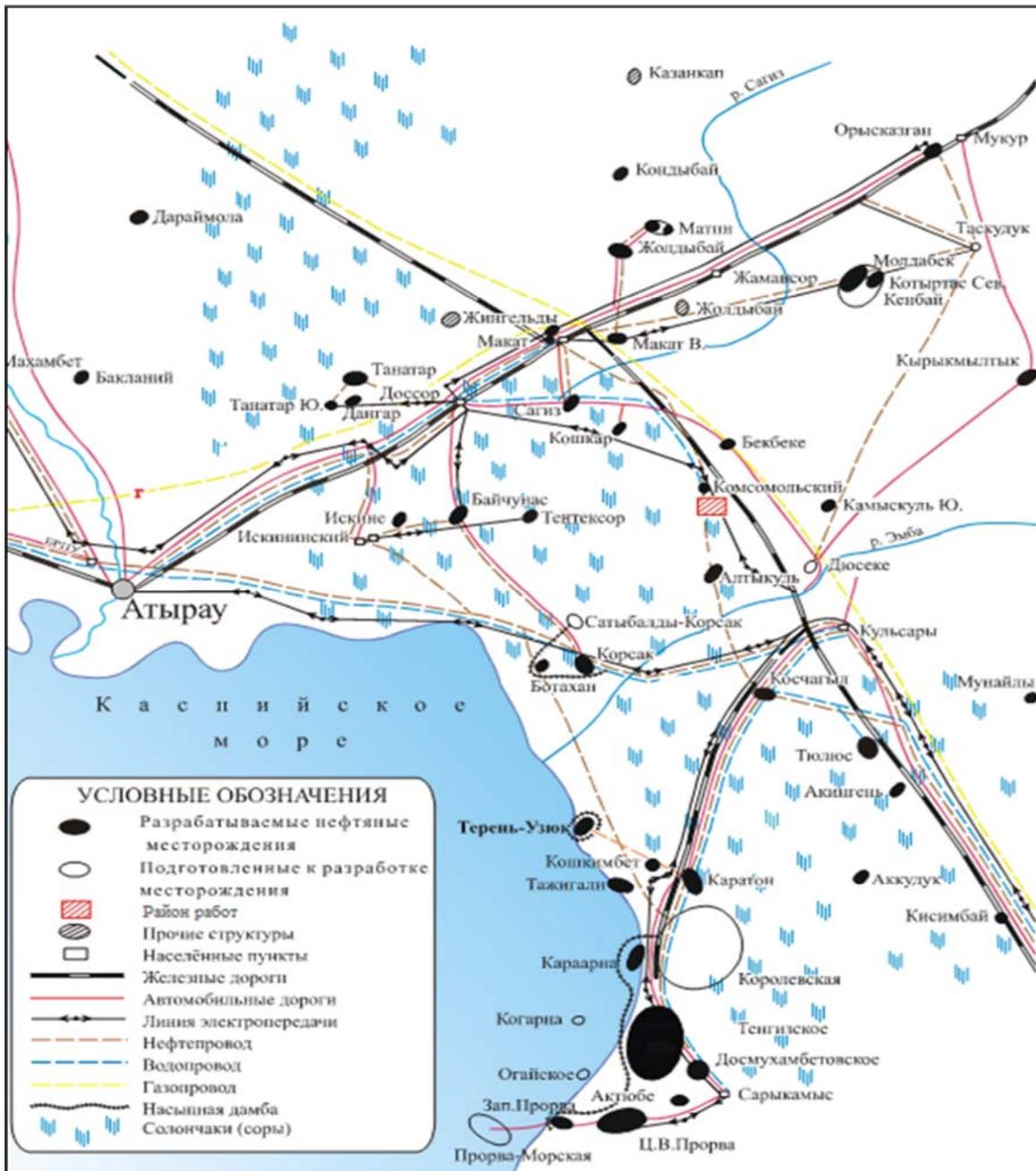


Рис. 1.1.1 - Обзорная карта месторождения Комсомольское

1.2 Система эксплуатации участка закачки попутно-добываемых вод, пристоков и анализ работы поглощающих скважин

Месторождение Комсомольское расположено между месторождениями Алтыкуль и Кошкар, что наиболее удобно в логистическом отношении.

Существующая инфраструктура с сооружениями для подготовки нефти с РВС-ами, буферными емкостями, насосной станцией ЦНС, водораспределительным пунктом, насосами НБ-125, печными установками, а также реагентное хозяйство, позволяют эффективно производить процесс окончательной подготовки воды для закачки в пласты полигона.

При разработке нефтяных месторождений Кошкар и Алтыкуль планировалось, что по мере увеличения времени эксплуатации добывающих скважин, количество извлекаемых попутно с нефтью пластовых вод будет стабильно возрастать. Согласно календарному графику закачки (гл. 6), прогнозируемые объемы закачиваемых вод за период с 2026 по 2031 год составляет 449 422 м³ (табл. 6.1).

По результатам опытных работ, проведенных в капитально отремонтированных скважинах, определены приемистость скважин и гидродинамические параметры пласта - приемника сточных вод. По определенным параметрам рассчитаны увеличение пластового давления и контур растекания сточных вод при их закачке в поглощающий горизонт.

Приемистость поглощающих скважин, определенная опытными работами, находится в пределах 292-600 м³/сут на одну скважину. Доказанная суммарная приемистость трех испытанных скважин составляет 1330 м³/сут.

На полигоне задействованы 3 поглощающие №№44,15,54 и 2 наблюдательные скважины №№42,53. Все скважины выведены из фонда законсервированных и ликвидированных скважин АО «Эмбаунайгаз».

Капитальный ремонт в скважинах (КРС), гидрогеологические исследования, химические анализы воды и камеральные работы по результатам разведочных работ были выполнены ТОО «Атыраугидрогеология» в соответствии с утвержденным проектом работ в период III кв. 2018 г. - I кв. 2019 г. Во всех пяти скважинах проведены пробные откачки. Закачки с режимными исследованиями выполнялись в трех поглощающих скважинах. Геофизические и гидродинамические исследования в поглощающих скважинах выполнялись сервисной геофизической компанией ТОО «БатысГеоЗерттеу».

Три существующие поглощающие скважины №№15,44,54 расположены в центре полигона закачки. Наблюдения за распространением фронта сточных вод и давлением в пласте осуществляются двумя наблюдательными скважинами №№42,53.

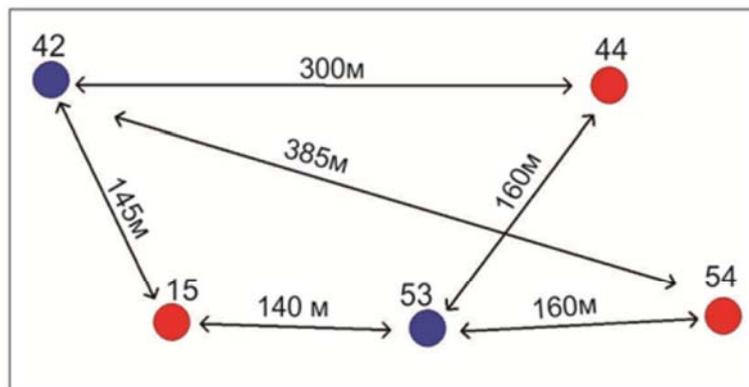
Основные сведения о капитально отремонтированных скважинах полигона к началу эксплуатации приводятся в таблице **1.2.1.**

Таблица 1.2.1 - Основные сведения о скважинах полигона до и после КРС

№№ п/п	Вид информации	№№ скважин				
		поглощающие			наблюдательные	
		15	44	54	42	53
1	Дата бурения	15.06-02.08.1942г.	06.03-27.03.1942г.	05.04-23.04.1945г.	22.07-03.08.1944г.	12.08-13.09.1945г.
2	Дата ввода в эксплуатацию	29.12.1942г.	01.08.1943г.	26.04.1945г.	29.08.1944г.	19.09.1945г.
3	Статус скважины до капитального ремонта	в консервации	в консервации	ликвидирована	ликвидирована	ликвидирована
4	Пробуренный забой, м	421	396,5	403	400	410
5	Искусственный забой, м	404	370	399,3	396,6	397
	<i>Конструкция скважины</i>					
6	Направление, диаметр-длина	14"-3,0м	12"-3,0м	12"-3,0м	14"-2,7м	12"-3,0м
7	Эксплуатационная колонна, диаметр-длина	168мм-409м	168мм-392,5м	винтовая 6"-398м	140мм-395,3м	винтовая 6"-397,3м
8	Толщина стенок эксплуатационной колонны, мм	7,5	7,72	11; 7,72	7,72	9; 7,72
9	Глубина башмака, м	412	393,7	399,7	396,6	397,3
10	Глубина упорного кольца, м	395	381		383,3	
11	Интервал перфорации до КРС, м	370,0-375,0	356,0-360,0	364,5-368	361,5-364,5	364,0-368,0
12	Глубина разбуривания при КРС, м	404	393,7	398	396,6	301
13	Интервал перфорации после КРС, м	383,2-390,4; 397,8-402	378,2-386,2; 387,4-392,2	377,4-386,8; 387,6-393,8	379,6-383,2; 388,6-394,0	130,0-148,0
14	Кол-во отверстий на 1 пог. м.	10	10	16	10	12

1.2.1. Текущее состояние поглощающих скважин

Схема расположения скважин полигона закачки Комсомольский приведена на рисунке 1.2.1.



Условные обозначения:

- - поглощающие скважины
- - наблюдательные скважины

Рис. 1.2.1 - Схема расположения эксплуатируемых скважин на полигоне Комсомольский

Необходимость ввода в эксплуатацию новых поглощающих и наблюдательных скважин отсутствует, количество действующих скважин в полной мере обеспечивает запланированный объем закачки.

Существующая схема полигона по расположению и количеству скважин выдержана, производительность поглощающих скважин характеризуется стабильной работой. Мероприятия по повышению приемистости и оптимизации утилизации попутно-добываемых вод проводятся в случаях производственной необходимости.

Таблица 1.2.2 - Сведения по поглощающим скважинам по состоянию на 01.08.2025г.

№ пп	Наименование данных	№№ поглощающей скважины		
		15	44	54
1	Поглощающий горизонт	К _{1nc}	К _{1nc}	К _{1nc}
2	Ø экс. колонны, мм	168	168	168
3	Тип оборудования	НКТ Ø73 мм с воронкой	НКТ Ø73 мм с воронкой	НКТ Ø73 мм с воронкой
4	Дата начала эксплуатации	01.04.2020г.	01.04.2020г.	01.04.2020г.
5	Среднесуточный объем закачки, м ³	10,0	30,0	20,0
6	Давление нагнетания, атм	11-15	11-15	11-15
7	Дата последнего ПРС	04-12.06.2022г.	30.07.2024г.	18.07.2024г.
7.1	Вид ремонтных работ	Промывка песчаной пробки	Промывка скважины	Промывка скважины
7.2	Подрядчик	Собственными силами		

1.2.2. Сравнение проектного и фактического объема закачки попутно-добываемых вод (на дату 01.10.2025г.)

В данном подразделе проведен сравнительный анализ фактических данных работы поглощающих скважин с данными «Проекта эксплуатации пространства недр для утилизации попутно-добываемых вод в районе месторождения Комсомольский» (2019 г.).

Закачка на полигоне осуществляется с 1 апреля 2020 г., с момента получения Лицензии на использование пространства недр.

В таблице 1.2.3 представлено сравнение объемов утилизируемых вод с проектными. На конец 2025 года общий суммарный объем закачиваемых вод, по предварительным прогнозам, составит 154,6 тыс. м³. Годовой объем утилизируемых вод по прогнозам составит 21,86 тыс. м³, что всего лишь около 14% проектного показателя 157,0 тыс.м³.

Таблица 1.2.3 - Сравнение объемов закачки попутно-добываемых вод по годам

Годы	Объем закачки, тыс. м ³		Накопленный объем закачки на конец года, тыс. м ³	
	Проектный	Фактический	Проектный	Фактический
2020	128,0	45,141	128,0	45,141
2021	133,0	21,98	261,0	67,121
2022	139,0	21,819	400,0	88,94
2023	145,0	21,91	545,0	110,85
2024	151,0	21,89	696,0	132,74
2025	157,0	21,86	853,0	154,6

На рисунке 1.2.2 приведены зависимости проектных и фактических значений годового объема утилизации от времени закачки, где наглядно можно увидеть значительное отставание фактических объемов закачки от проектных.

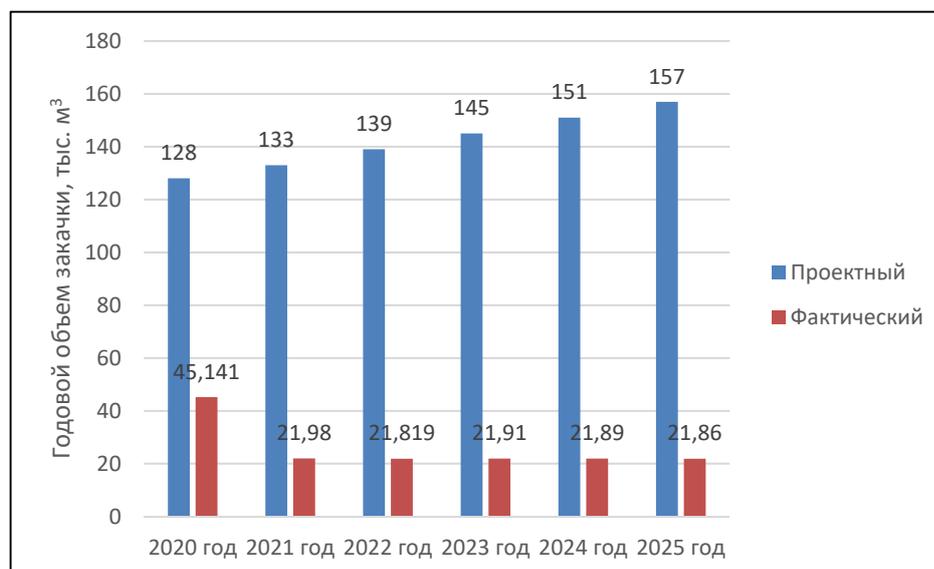


Рис. 1.2.2 - Сравнение динамики годовых проектных и фактических объемов утилизируемых вод

Снижение объемов утилизируемых вод объясняется уменьшением доли воды в продукции месторождений Алтыкуль и Кошкар за счет систематического контроля за обводненностью продукции добывающих скважин и эффективностью проведенных ГТМ по ограничению водопритоков.

В таблицах 1.2.4 и 1.2.5 представлено сопоставление проектных и фактических показателей разработки месторождений Алтыкуль и Кошкар. По фактическим показателям на обоих месторождениях наблюдается снижение среднегодовой обводненности в течении последних лет, которое зафиксировано и в предыдущие годы.

Тенденция спада сохраняется и в настоящее время. Например, на месторождении Кошкар сокращено количество добывающих скважин, которое повлияло на объем добычи и соответственно, объем добытой воды тоже уменьшился.

Кроме всего этого, на месторождениях производится закачка попутно-добываемой воды в нагнетательные скважины (7 ед. действующих скважин) с целью поддержания пластового давления (ППД).

Таблица 1.2.4 - Сопоставление проектных и фактических показателей разработки месторождения Алтыкуль

№№ п/п	ПОКАЗАТЕЛИ проект./факт.	Ед. изм	Г О Д Ы												
			2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
1.	Добыча нефти	тыс.т.	20,9	16,9	17	17,5	20,4	24,5	26,5	25,1	23,7	24,1	24,4	26,3	25,9
			17,988	16,946	15,585	15,147	20,039	24,850	26,502	30,499	25,668	22,768	22,76	21,876	20,2
2.	Суммарная добыча нефти	тыс.т.	781,7	740,59	810,5	828,0	844,6	868,7	895,2	920,3	943,9	975,9	1000	1026,6	1052,5
			776,56	793,51	809,092	824,239	844,278	869,128	895,630	926,129	951,797	974,565	997,3	1019,2	1039,4
3.	Добыча жидкости	тыс.т.	252	129,04	188,9	213,1	191,5	215,23	231,19	231,01	234,51	260,1	280,3	299,7	301,5
			225,14	181,25	143,187	165,948	181,28	203,896	252,993	278,438	268,519	237,95	220,82	237,044	238,5
4.	Суммарная добыча жидкости	тыс.т.	5752,9	6763,1	6228,1	6441,2	6565,8	6772,7	7003,9	7234,9	7469,4	7813,2	8094,0	8401,3	8702,9
			5885,8	6067	6210,235	6376,182	6557,462	6761,358	7014,351	7292,790	7561,308	7799,26	8020,0	8257,12	8362,25
5.	Среднегодовая обводненность	%	91,7	94,5	91	91,8	89,3	88,64	88,56	89,15	89,91	90,7	91,3	91,2	91,4
			90,4	88,8	86,4	88,5	90,4	84,5	86,6	86,0	87,8	87,8	89,7	88,2	87,1
6.	Закачка воды	тыс. м ³	202	120,1	125,5	196,5	138,8	142,6	142,2	130,7	124,9	157,8	185,6	211,8	229,5
			110	110	110	130,0	139,0	154,350	195,251	213,741	164,924	164,250	149,65	164,25	162,9
7.	Суммарная закачка воды	тыс. м ³	1047	2814,5	1003	1199,5	1296,2	1411,6	1553,8	1684,5	1809,4	2155,1	2341	2552,5	2782
			780	890	1000	1130,0	1269,0	1423,350	1618,601	1832,342	1997,266	2161,52	2311,1	2475,42	2638,3
8.	Компенсация закачкой	%	80,1	93	60,4	101,4	72,5					60,7	0	70,7	76,1
			52,8	65,4	86,4	88,5	85,9	84,5	86,6	86,0	69,1	77,7	76	78,1	78,7
9.	Фонд добываю- щих скважин	ед.	39	23	29	34	34	34	33	31	30	38	40	40	40
			29	29	29	32	34	37	41	42	42	42	42	43	39
10.	Фонд нагнетат. скважин	ед.	5	7	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	
			4	4	4	6	6	5	5	5	5	5	4	4	4
11.	Среднесуточный дебит 1 скв по нефти	т/сут	1,4	0,8	1,674	1,473	1,8	2,1	2,3	2,3	2,3	1,8	1,8	1,84	1,8
			1,76	1,7	1,5	1,34	1,66	1,8	2,0	2,0	1,7	1,5	1,5	1,4	1,5
12.	Среднесуточный дебит 1 скв по жидкости	т/сут	18,4	16	18,606	17,908	16,7	18,5	20,1	20,8	22,5	19,1	20,9	21	20,5
			21,2	16	12,1	14,7	13,4	13,3	16,6	15,8	17,5	14,1	12,9	13,7	13,6
13.	Темп отбора от нач. извл. запасов	%	1,9	0,86	1,61	1,66	1,69	2,02	2,19	2,07	1,96	2,0	2,0	2,2	2,1
			1,8	1,7	1,6	1,3	1,71	2,1	2,2	2,5	2,1	1,9	1,9	1,8	1,5
14.	Темп отбора от тек. извл. запасов	%	6,8		6,92	7,69	5,33	6,72	7,80	8,01	8,22	9,4	10,5	12,7	14,3
			8,3	8,5	8,4	3,9	5,5	7,3	8,5	10,8	10,0	9,8	9,8	11,6	7,0
15.	Выработанность запасов	%	71,9	97,8	76,8	78,4	69,9	71,9	74,1	76,2	78,1	80,8	82,8	85,0	87,1
			78,12	79,8	81,4	68,2	69,9	71,9	74,1	76,7	78,8	80,7	82,6	84,4	78,2
16.	Коэффициент нефтеизвлечения	д.е.	0,159	0,274	0,196	0,200	0,204	0,210	0,217	0,223	0,228	0,236	0,242	0,249	0,255
			0,188	0,192	0,196	0,200	0,204	0,210	0,217	0,224	0,23	0,236	0,241	0,247	0,221

Таблица 1.2.5 - Сопоставление проектных и фактических показателей разработки месторождения Кошкар

№№ п/п	ПОКАЗАТЕЛИ проект./факт.	Ед. изм	Г О Д Ы												
			2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
1.	Добыча нефти	тыс.т.	4,88	4,83	3,765	3,419	3,50	3,89	3,8	4,4	5,9	11,3	12,0	10,8	9,4
			3,962	3,89	3,295	3,165	3,737	3,5	3,8	5,475	5,641	10,522	11,67	11,435	11,0
2.	Суммарная добыча нефти	тыс.т.	2248,2	2253	2252,054	2255,474	2228,2	2232,1	2265,8	2270,2	2277,1	2288,4	2300,0	2311,2	2320,5
			2244,4	2248,289	2251,584	2254,749	2258,486	2261,986	2265,786	2271,261	2276,902	2287,424	2299,0	2310,526	2321,5
3.	Добыча жидкости	тыс.т.	251,3	245,7	160,8	150,9	101,4	105,5	101,8	102,7	128,0	154,9	161	153,4	151,6
			180,587	163,341	111,41	96,0025	100,682	103,308	123,0918	132,767	115,673	120,077	96,45	103,847	116,9
4.	Суммарная добыча жидкости	тыс.т.	80265,7	80511,4	80515,2	80666,2	78077,7	78183,2	80867,6	80970,3	81149,7	81304,6	81465	81618,8	81770,4
			80191,1	80354,451	80465,86	80561,849	80662,531	80765,839	80888,931	81021,699	81137,372	81257,4	81353,9	81457,7	81574,7
5.	Среднегодовая обводненность	%	98,06	98,03	97,658	97,7	96,5	96,3	96,3	95,7	95,4	92,7	92,5	93	93,8
			97,3	97,1	96,3	95,8	95,3	95,7	96	94,7	93,8	89,0	87,9	86,2	88,4
6.	Закачка воды	тыс. м³	188,5	184,3	157	147,523	84,3	80,0	84,4	84,8	105,9	125,3	130,0	123,9	123,9
			120	120	94	80,727	84,3	86,79	103,732	110,689	94,969	94,535	73,0	79,688	91,5
7.	Суммарная закачка воды	тыс. м³	4059,4	4243,7	4173,5	4321,04	4201,4	4281,4	4446,7	4531,5	4682,6	4808,0	4938,0	5061,7	5185,7
			3896,5	4016,5	4110,5	4191,23	4275,53	4362,32	4466,05	4576,74	4671,71	4766,2	4839,2	4918,9	5010,43
8.	Компенсация закачкой	%	75	75	110,7	110,8						80,9		80,8	81,7
			72,7	80,4	96,3	95,8	95,3	95,7	96	94,7	93,1	88,3		85,5	87,8
9.	Фонд добы- вающих скважин	ед.	37	36	16	15	15	15	13	14	19	21	21	20	20
			26	19	16	15	13	14	14	16	18	17	15	14	13
10.	Фонд нагнетат. скважин	ед.	5	5	3	4	2	3	3	3	5	6	6	6	6
			3	4	3	2	2	2	2	3	2	3	2	3	3
11.	Среднесуточный дебит 1скв по нефти	т/сут	0,38	0,39	0,655	0,672	0,79	0,79	0,7	0,8	1,1	1,8	1,8	1,6	1,5
			0,6	0,7	0,6	0,7	0,9	0,7	1,0	1,2	1,1	2,2	2,9	2,6	2,3
12.	Среднесуточный дебит 1 скв по жидкости	т/сут	19,6	19,7	28	29,6	22,9	21,4	19,4	18,4	24,6	24,2	23,9	23,3	23,6
			24,5	28,8	19,1	21,9	23	20,2	28,4	19,9	22,6	22,6	18,8	21,3	21,9
13.	Темп отбора от нач. извл. запасов	%	0,206	0,204	0,159	0,145	0,15	0,16	0,2	0,2	0,2	0,5	0,5	0,5	0,4
			0,2	0,2	0,1	0,1	0,16	0,1	0,16	0,2	0,2	0,4	0,5	0,5	0,4
14.	Темп отбора от текущих извл. запасов	%	4,196	4,333	3,226	3,027	2,5	2,8	3,7	4,5	6,3	12,9	15,9	16,8	17,5
			3,3	3,3	2,9	2,9	3,5	3,4	3,8	5,8	6,4	13,6	15,2	21,0	9,3
15.	Выработанность запасов	%	95,1	95,3	95,224	95,369	94,2	94,4	95,8	96,0	96,3	96,8	97,3	97,7	98,1
			94,9	95,07	95,2	95,34	95,5	95,6	95,8	96,0	96,3	96,7	97,3	97,7	95,2
16.	Коэффициент нефтеизвлечения	д.е.	0,465	0,466	0,466	0,466	0,461	0,462	0,469	0,469	0,471	0,473	0,476	0,478	0,48
			0,464	0,465	0,466	0,466	0,467	0,468	0,469	0,470	0,471	0,473	0,475	0,478	0,431

1.3. Наблюдательная сеть мониторинга подземных вод

С целью осуществления контроля за закачкой смеси вод НГДУ «Доссормунайгаз» проводит наблюдения на полигоне закачки, согласно программы мониторинговых работ, предусмотренной действующим "Проектом эксплуатации...". Контроль за уровнем жидкости в наблюдательных скважинах особенно важны, так как они дают информацию об изменениях пластового давления.

Организованная наблюдательная сеть в пределах площади полигона закачки попутно-добываемых вод месторождения Комсомольское, как уже отмечалось в предыдущих разделах, состоит из 2 наблюдательных скважин (табл. 1.3.1):

- наблюдательная скважина №42 для контроля за поглощающим нижнемеловым неокомским горизонтом, с целью наблюдения за изменением пластового давления в поглощающем горизонте;
- наблюдательная скважина №53 предназначена для контроля за буферным альб-сеноманским горизонтом, с целью установления возможного передавливания или перетока утилизируемых вод вверх по вертикали.

Таблица 1.3.1 - Характеристика фонда контрольных скважин

№№ пп	Категория скважин	Номера скважин	Искусственный забой, м	Интервал перфорации, м	Наблюдаемый горизонт
1	Фонд наблюдательных скважин	42	396,6	379,6-383,2 388,6-394,0	неокомский
2		53	380	130-148	альб- сеноманский

Промысловыми операторами 4 раза в год проводятся отбивка забоя во всех 5и скважинах, замеры уровней и температуры жидкости, пластового давления в 2х наблюдательных скважинах. Показатели, установленные по результатам проводимого мониторинга за 2025 г., приводятся в таблице 1.3.2.

На основании результатов ежегодного мониторинга подземных вод составляются годовые Авторские надзоры с оценкой текущего состояния полигона и осуществления контроля над ходом реализации программы гидрогеологических работ с представлением в МД «Запказнедра» в уведомительном порядке.

Таблица 1.3.2 - Таблица результатов мониторинга поглощающих и контрольных скважин за 2025 год (по состоянию на 01.10.2025г.)

Вид информации	№№ скважин				
	поглощающие			наблюдательные	
	15	44	54	42	53
Горизонт	K _{1nc}	K _{1nc}	K _{1nc}	K _{1nc}	K _{1+2al-s}
Интервал перфорации, м	383,2-390,4; 397,8-402	378,2-386,2; 387,4-392,2	377,4-386,8; 387,6-393,8	379,6-383,2; 388,6-394,0	130-148
Категория скважины	действ.	действ.	действ.	действ.	действ.
I квартал					
Замер забоя, м	404	393	395	396	293
R _{пл} , атм				39,6	32,5
H _{ст} (набл. скв), м				на устье	на устье
T _{пл} (набл. скв), °C				21,2	18,1
II квартал					
Замер забоя, м	404	393	395	396	293
R _{пл} , атм	37,3	47,2	41,3	39,2	32,5
H _{ст} (набл. скв), м				на устье	на устье
T _{пл} (набл. скв), °C				21,0	18,5
III квартал					
Замер забоя, м	403	393	396	396	290
R _{пл} , атм				39,5	32,0
H _{ст} (набл. скв), м				на устье	на устье
T _{пл} (набл. скв), °C				21,4	18,3

Исходя из результатов проведённых замеров пластового давления в наблюдательных скважинах полигона, в скважинах не наблюдается резкого увеличения величин пластового давления, полученные значения свидетельствуют о планомерном заполнении эксплуатационного резервуара утилизируемыми водами.

2. ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ПОДЗЕМНОГО СООРУЖЕНИЯ

2.1 Характеристика коллектора

Неокомский резервуар представляет собой гидродинамический резервуар, сложенный отложениями барремского и готеривского ярусов, представленных песками и песчано-глинистой толщей, обладающими хорошими фильтрационными свойствами. Пропластки представлены алевролитовыми песками сложного полимиктового состава с преобладанием кварцевого материала. Пески серые, буровато-серые с зеленоватым оттенком с присутствием глауконита в виде окатанных зерен и тонкодисперсного материала.

По скважинам эффективная водонасыщенная мощность неокомского коллектора изменяется от 3,2 до 25,4 м, в среднем по резервуару составляя 14,1 м, при среднем коэффициенте пористости 35,5%.

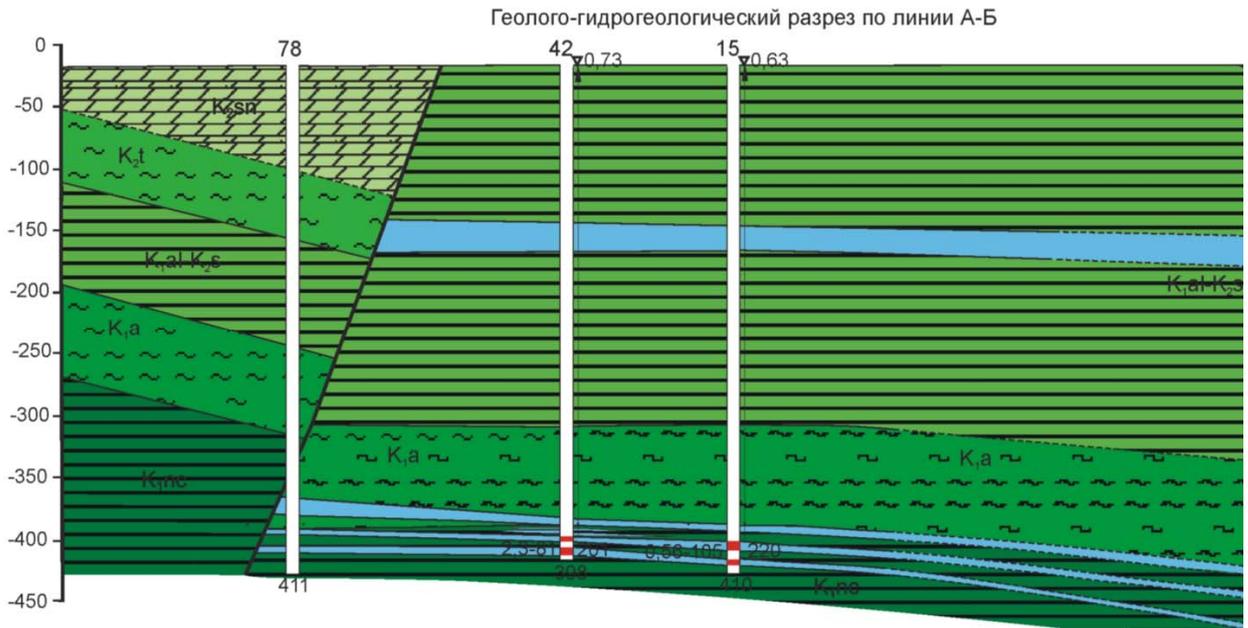
По промысловым данным коэффициент фильтрации составляет в среднем 0,29 м/сутки.

Таблица 2.1.1 - Принятые расчетные гидрогеологические параметры неокомского резервуара

Наименование параметров	Единица измерения	Значения параметров		
		пределы		принятые
		от	до	
Мощность пласта	м	3,2	25,4	14,1
Коэффициент фильтрации по результатам пробных откачек	м/сут	0,057	0,374	0,2
Коэффициент пьезопроводности	м ² /сут	1,66·10 ⁵	5,43·10 ⁵	3,1·10 ⁵
Открытая пористость по геофизическим данным		33,6	36,6	0,355
Удельный вес закачиваемой воды	т/м ³			1,15

Континентальная толща неокомских отложений относится к барремскому ярусу, отложения этого яруса распространены на структуре Комсомольский повсеместно. Вскрыты отложения барремского яруса почти всеми пробуренными глубокими скважинами.

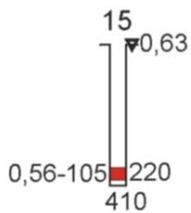
Схема строения коллектора-резервуара в разрезе на месторождении Комсомольское приводится на рис. 2.1.1



Условные обозначения:



Водоносные горизонты



Гидрогеологическая скважина. Цифры: Вверху: номер скважины. Треугольник - уровень подземных вод, цифра - глубина до воды, м. Слева: первая цифра - дебит, л/с; вторая - понижение, м. Справа - минерализация, г/л. Цифра внизу - глубина скважины, м. Закраска соответствует химическому составу подземных вод в опробованном интервале



K₂sn Водоносный сенонский комплекс. Мергели, мел



K₂t Водоупорный туронский горизонт. Глины, мергели



K₁a1-K₂s Водоносный альб-сеноманский комплекс. Прослои песков и песчаников среди глин



K₁a Водоупорный аптский горизонт. Глины



K₁nc Водоносный неокомский комплекс. Переслаивание песков, глин и мергелей

Рис. 2.1.1 - Схема строения коллектора-резервуара в разрезе на месторождении Комсомольское

2.2. Оценка изоляции резервуара

Региональным нижним водоупором неокомских отложений являются мощные отложения верхней юры средней мощностью до 40 м, литологически представленные чередованием плотных, темно-серых, слюдистых глин с песками и песчаниками. Глины содержат очень частые и тонкие прослои светло-серых, мелкозернистых песков. Песчаники серые, светло-серые, плотные, мелкозернистые, глинистые, слюдистые. Известняк зеленовато-серый, крепкий глинистый, мощностью 1-2 м.

Сверху неокомский резервуар перекрывается прослеживаемой в региональном плане пачкой глин аптского водоупора, мощностью от 32 м до 92 м. Глины темно-серые, почти черные, плотные, слабоалевритистые, слабослюдистые, редко карбонатные с неровным, часто раковистым изломом, местами тонкослоистые.

Ограничивающий южное крыло с севера сброс является водоупором для неокомского водоносного горизонта, что доказывается существованием ранее залежи нефти. Внутри Южного крыла на геологической и гидрогеологической картах предположительно выделяют два меридиональных разлома, начинающихся у сброса и направленных к югу. В центральном и восточном полях у сброса, по сейсмическим данным, выявлено два приотупка. Эти разломы и выявленные приотупки не нарушают целостность и непрерывность неокомского резервуара и аптского водоупорного горизонта.

На основании вышеизложенного, вполне обоснованно можно считать, что выработанное нефтяное месторождение перспективно в качестве резервуара для закачки попутно добываемых пластовых вод по следующим критериям:

- хорошая изученность месторождения;
- наличие изолирующей глинистой покрышки, которая служила как ловушка для аккумуляции углеводородов - выработанность месторождения,
- положительные результаты проведенных опытно-фильтрационных работ на намечаемых скважинах для утилизации воды на месторождении Комсомольский.

2.3 Границы и площадь участка эксплуатации пространства недр для утилизации попутно-добываемых вод и протстоков

На основании принятых расчетных параметров (табл. 2.1.1) был определен объем недр, испрашиваемый в качестве лицензионного участка, который представляет собой - цилиндр высотой 50м, радиусом 673м, соответствующий контуру растекания утилизируемой воды к концу срока закачки. Высота горного отвода определена на высоту верхне-неокомского резервуара закачки, отметки которого находятся в интервале глубин 390 - 440м (абс.), то есть высотой 50м.

Расчет границы контура продвижения сточных вод в однородном неограниченном пласте выполнен по формуле, рекомендуемой методическим руководством [4]:

$$R = \sqrt{\frac{Q \cdot T}{\pi \cdot m \cdot n \cdot k_e}} \quad (2.3)$$

где: R – радиус контура распространения закачиваемой воды, м;
 Q – объем закачиваемой воды, м³/сут;
 T – время движения воды от нагнетательной скважины, сут;
 m – эффективная мощность поглощающего горизонта, м;
 n – коэффициент пористости поглощающего горизонта, доли единицы;
 k_e – коэффициент вытеснения пластовой воды.

Таблица 2.3.1 - Определение границ растекания закачиваемых попутно-добываемых пластовых вод

Наименование параметров	Ед. изм.	Значения параметров	Поправочный коэффициент	С учетом поправочных коэффициентов
Объем закачиваемой воды, Q	м ³ /сут	435	-	435
Время движения воды, T	сут	4015	-	4015
Эффективная мощность поглощающего горизонта, m	м	14,1	0,5	7,05
Коэффициент пористости поглощающего горизонта, n		0,355	0,7	0,248
Коэффициент вытеснения пластовой воды, k_e		0,7	-	0,7
Радиус контура распространения закачиваемой воды, R	м	398		673

Границы территории участка недр площадью 0,465 кв.км, обозначены угловыми точками с №1 по №7 (текстовое приложение 2).

Таблица 2.3.2 - Географические координаты угловых точек полигона закачки Комсомольский

Угловые точки, №	Координаты угловых точек					
	Северная широта			Восточная долгота		
	гр.	мин.	сек.	гр.	мин.	сек.
1	47	19	11.17971	53	40	54.10739
2	47	19	05.70000	53	42	00.7000
3	47	19	01.03332	53	42	16.02651
4	47	18	58.65197	53	41	58.51120
5	47	18	57.07945	53	41	45.61549
6	47	18	58.17938	53	41	11.98644
7	47	19	03.57825	53	40	52.68415
Площадь - 0,465 кв. км						

Схематическая карта с контуром полигона закачки приводится на рисунке 2.3.1 и на графическом приложении 5.

Условные обозначения:

I. Гидрогеологические подразделения

1. Гидрогеологические подразделения, распространенные регионально

Первые от поверхности	Залегающие		Наименование гидрогеологических подразделений
	выше	ниже	
K_2sn	первых от поверхности выдержанных по площади водоносных подразделений		Водоносный сенонский комплекс. Мергели, мел
K_1t			Водоупорный туронский горизонт. Глины, мергели
K_{al-K_2s}			Водоносный альб-сенонский комплекс. Прослой песков и песчаников среди глин

2. Гидрогеологические подразделения, распространенные линейно (зоны разломов)



II. Искусственные водопроявления.

Скважины, колодцы

54 K_{1c} Скважина. Цифры: Вверху - номер на карте и индекс водовмещающих пород, слева в числителе - дебит, л/с, в знаменателе - понижение, м; справа в числителе - глубина установившегося уровня, м, в знаменателе - минерализация, г/л

III. Минерализация и химический состав подземных вод

Химический тип воды в опорных пунктах

● С преобладанием хлоридного аниона

IV. Прочие знаки

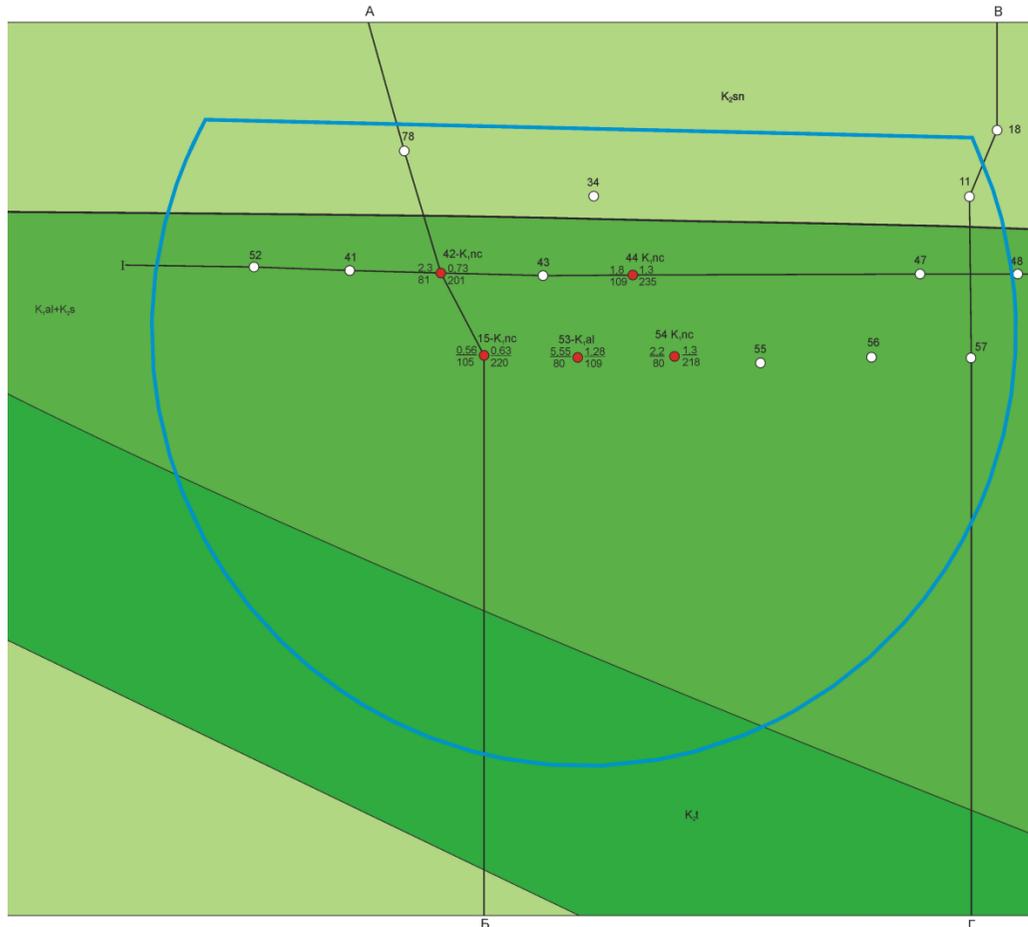
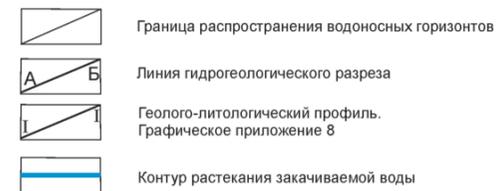


Рис. 2.3.1 - Фрагмент гидрогеологической карты участка с контуром полигона закачки попутно-добываемых вод на месторождении Комсомольское

3. СВЕДЕНИЯ ОБ ОРГАНИЗАЦИИ-НЕДРОПОЛЬЗОВАТЕЛЕ

АО «Эмбаунайгаз» - казахстанская нефтяная компания, осуществляющая геологоразведку, разработку нефтегазовых месторождений, добычу и подготовку нефти и газа. В состав АО «Эмбаунайгаз» входят 6 производственных структурных подразделений в г. Атырау и 4 в районах Атырауской области: «Жайыкмунайгаз», «Доссормунайгаз», «Кайнармунайгаз», «Жылыоймунайгаз», управление «Эмбаунайэнерго» и «Управление производственно-технического обслуживания и Комплектации оборудования» (УПТО и КО). Компания поставляет добываемую нефть на экспорт и внутренний рынок. На внутренний рынок нефть поставляется на нефтеперерабатывающие заводы РК.

НГДУ «Доссормунайгаз» АО «Эмбаунайгаз» ведет разработку нефтяных месторождений Алтыкуль и Кошкар. При их разработке, попутно с добываемой нефтью, извлекаются пластовые воды, количество которых возрастает по мере увеличения времени эксплуатации добывающих скважин.

Учитывая экономические и экологические составляющие проблемы утилизации попутно-добываемых вод, было принято решение проводить их захоронение в глубоких водоносных горизонтах. С этой целью АО «Эмбаунайгаз» провел соответствующие исследования и выбрал место для захоронения попутных вод – территорию находящегося в консервации отработанного нефтяного месторождения Комсомольский.

Кроме этого, на ППН Комсомольский образуются технологические сточные воды, утилизация которых тоже планируется путем закачки в недра.

Прогнозируемые объемы закачиваемых вод с учетом промышленных стоков за период с 2026 по 2031 год составляет 496 288 м³.

Необходимость подземного захоронения попутно-добываемых вод, промстоков в недра обусловлена отсутствием альтернативных вариантов их утилизации другими способами.

4. ХАРАКТЕРИСТИКА ПОДЗЕМНЫХ ВОД ПОГЛОЩАЮЩЕГО ГОРИЗОНТА И ЗАКАЧИВАЕМЫХ ПОПУТНО-ДОБЫВАЕМЫХ ВОД, ПРОМСТОКОВ И ТЕХНОЛОГИЯ ИХ УТИЛИЗАЦИИ

4.1. Характеристика пластовых вод неокомского резервуара

На изучаемой территории выделяются водоносные горизонты и комплексы в четвертичных, меловых и юрских отложениях. Согласно общим геолого-гидрогеологическим сведениям, приведенным также в ранее апробированных ГКЭН отчетах, рассматриваемый район относится к территории распространения неперспективных водоносных горизонтов и комплексов. Подземные воды на территории района соленые и для использования в каких-либо целях не пригодны.

В процессе разведки полигона закачки для определения физических свойств и химического состава пластовых вод отобраны пробы воды из всех 5 скважин полигона, в конце пробных откачек. Результаты химических анализов этих проб приведены в таблице 4.1.1. Исследование всех 5 проб воды проводилось в лаборатории ТОО «Атыраугидрогеология».

После, уже в процессе эксплуатации полигона, согласно долгосрочной Программы мониторинговых работ, ежегодно отбирались пробы воды из наблюдательных скважин №№42,53 и с РВС с целью контроля физико-химических свойств пластовых и закачиваемых вод, результаты которых также приводятся в таблицах 4.1.1 и 4.2.1.

Из приведенных химических анализов подземных вод нижнемеловых неокомских отложений и закачиваемых попутно-добываемых пластовых вод видно, что воды схожи по качественному составу, а также и по типу вод.

Среднее значение минерализации подземных вод поглощающего неокомского горизонта – 175,7 г/л. Воды очень жесткие, общая жесткость изменяется от 200 до 360 мг-экв/л. Тип воды по классификации Сулина В.А., преимущественно, хлоркальциевый.

Кроме этого, ежегодно в течении периода 2020-2024 г.г. проводилось определение совместимости пластовых и закачиваемых вод, результаты которых отражены в периодических отчетах Авторского надзора.

В целом воды совместимы. Из-за непостоянства химического состава закачиваемых вод иногда появляется несовместимость по карбонату кальция, которая устраняется применением ингибитора.

Таблица 4.1.1 - Химический состав и физические свойства пластовых вод нижнемеловых отложений на полигоне Комсомольский

Мяг	Мезв	Назначение скважины	Дата отбора	Горизонт	Интервал перфорации, м	Плотность при 20°С, г/см ³	Соленость, ‰	pH	Содержание ионов, г/дм ³ , мг-экв/дм ³ , %экв						Общая минерализация, г/дм ³	Общая жесткость, мг-экв/дм ³	Коэффициенты метаморфизации				Тип водного сульфата	Микрокомпоненты, мг/дм ³				H ₂ S, мг/дм ³	Местность, мг/дм ³	Нефтепродукты, мг/дм ³	Фенолы, мг/дм ³	Классическая вязкость, мПа·с	Организация - исполнитель
									HCO ₃ ⁻	SO ₄ ⁻²	Cl ⁻	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Na ⁺ +K ⁺			rNa ⁺ /rCl ⁻	rCa ²⁺ /rMg ²⁺	rCl ⁻ -rNa ⁺ /rMg ²⁺	rSO ₄ ⁻² ·100/rSO ₄ ⁻² +rCl ⁻		Fe ²⁺	Fe ³⁺	I ₂ ⁻	Br ₂ ⁻						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32
Результаты анализа проб пластовой воды, отобранных в процессе разведки																															
1	15	погл.	09.12.18	K ₁ nc	383,2-390,4; 397,8-402	1,138	-	6,64	0,045 0,74 0,01	0,267 5,6 0,1	131,82 3713,3 49,88	4,408 220,4 2,96	1,699 139,3 1,87	77,39 3364,8 45,20	215,6 7444 100,0	360	0,91	1,58	2,50	0	ХК	отс.	отс.	-	-	отс.	-	-	0,23	1,3049	ТОО "НИПИнефтегаз"
2	44	погл.	01.01.19	K ₁ nc	378,2-386,2; 387,4-392,2	1,139	-	6,46	0,079 1,3 0,02	0,026 0,5 0,01	127,37 3588 49,94	3,707 185 2,58	2,128 174 2,43	74,398 3234,7 45,03	207,7 7184 100,0	360	0,90	1,06	2,02	0	ХК	отс.	отс.	-	-	отс.	-	-	0,02	1,3529	ТОО "НИПИнефтегаз"
3	54	погл.	05.11.18	K ₁ nc	377,4-386,8; 387,6-393,8	1,141	-	6,6	0,07 1,1 0,02	0,07 1 0	127,37 3587,8 49,93	5,21 260,5 3,62	0,365 29,9 0,42	76,026 3305,5 46,00	209,1 7186 100,0	290	0,92	8,71	9,44	0	ХК	отс.	2,8	-	-	отс.	192	166,88	0,03	-	ТОО "Каспийнефтегаз"
4	42	набл.	05.12.18	K ₁ nc	379,6-383,2; 388,6-394,0	1,161	20,0	-	0,122 2,0 0,0	7,598 158 2	115,38 3250,0 47,64	3,8 190,0 2,78	0,122 10,0 0,15	73,883 3212,3 47,08	200,9 6823 100,0	200	0,99	19,00	3,77	5	ХК	отс.	отс.	-	-	отс.	отс.	-	-	-	ТОО "Атырау гидрогеология"
5	53	набл.	25.11.18	K ₁ ncal-s	130,0-148,0	1,082	10,9	-	0,171 2,8 0,07	7,522 156,7 4	62,125 1750,0 45,83	1,9 95,0 2,49	4,49 368,0 9,64	33,258 1446,0 37,87	109,5 3819 100,0	463	0,83	0,26	0,83	8	ХМ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	ТОО "Атырау гидрогеология"
Результаты анализа проб пластовой воды, отобранных в процессе эксплуатации																															
6	42	набл.	19.08.21	K ₁ nc	379,6-383,2; 388,6-394,0	1,118	15,5	5,74	0,061 1,00 0,02	0,149 3 0	109,22 3076,5 49,90	3,206 160,3 2,60	2,067 169,4 2,75	63,363 2754,9 44,68	178,1 6165 100,0	330	0,90	0,95	1,90	0	ХК	16,2	2,66	2,94	140,66	отс.	24	5,18	0,14	-	АФ ТОО "КМГ Инжиниринг"
7	53	набл.	19.08.21	K ₁ ncal-s	130,0-148,0	1,118	15,5	6,45	0,095 1,6 0,03	0,152 3 0	109,22 3076,5 49,89	3,206 160,3 2,60	2,067 169,4 2,75	63,377 2755,5 44,69	178,1 6166 100,0	330	0,90	0,95	1,89	0	ХК	12,3	6,72	3,15	144,82	отс.	34	1,45	0,08	-	АФ ТОО "КМГ Инжиниринг"
8	42	набл.	08.11.22	K ₁ nc	379,6-383,2; 388,6-394,0	1,094	-	6,52	0,049 0,8 0,02	2,608 54 1	81,942 2308,2 48,80	2,605 130,3 2,75	1,945 159,4 3,37	47,76 2076,5 43,91	136,9 4730 100,0	290	0,90	0,82	1,45	2	ХК	14	16,94	2,52	129,6	1,07	-	470	0,005	-	АФ ТОО "КМГ Инжиниринг"
9	53	набл.	08.11.22	K ₁ ncal-s	130,0-148,0	1,1	-	6,04	0,024 0,4 0,01	2,706 56 1	87,286 2458,8 48,84	2,404 120,2 2,39	2,432 199,3 3,96	50,575 2198,9 43,68	145,4 5034 100,0	320	0,89	0,60	1,30	2	ХК	27,4	7,28	2,94	135,2	1,28	-	34,5	0,02	-	АФ ТОО "КМГ Инжиниринг"
10	42	набл.	11.09.23	K ₁ nc	379,6-383,2; 388,6-394,0	1,068	-	6,64	0,036 0,6 0,02	3,168 66 2	63,559 1790,4 48,18	2,404 120,2 3,23	2,432 199,3 5,36	35,406 1539,4 41,43	107,0 3716 100,0	320	0,86	0,60	1,26	4	ХК	1,12	23,8	2,12	105,6	<0,8	-	437,8	0,03	-	АФ ТОО "КМГ Инжиниринг"
11	53	набл.	11.09.23	K ₁ ncal-s	130,0-148,0	1,073	-	6,54	0,036 0,6 0,02	1,518 32 1	68,035 1916,5 49,15	2,404 120,2 3,08	3,04 249,2 6,39	36,371 1581,3 40,55	111,4 3899 100,0	370	0,83	0,48	1,34	2	ХК	2,24	31,78	2,54	112,26	0,89	-	23,5	0,04	-	АФ ТОО "КМГ Инжиниринг"
12	42	набл.	11.08.24	K ₁ nc	379,6-383,2; 388,6-394,0	1,072	-	6,13	0,024 0,4 0,01	3,991 83 2	62,766 1768,1 47,72	2,104 105,2 2,84	2,371 194,3 5,25	35,741 1554,0 41,94	107,0 3705 100,0	300	0,88	0,54	1,10	4	ХК	<0,5	<0,5	2,96	105,34	<0,8	326	37,4	0,02	1,215	АФ ТОО "КМГ Инжиниринг"
13	53	набл.	11.08.24	K ₁ ncal-s	130,0-148,0	1,072	-	6,39	0,03 0,5 0,01	4,003 83 2	63,65 1793,0 47,74	1,854 92,7 2,47	2,827 231,7 6,17	35,747 1554,2 41,39	108,1 3755 100,0	324	0,87	0,40	1,03	4	ХК	<0,5	3,92	3,38	108,27	1,47	159	22	0,07	1,218	АФ ТОО "КМГ Инжиниринг"
14	42	набл.	18.08.25	K ₁ nc	379,6-383,2; 388,6-394,0	1,146	-	6,08	0,085 1,4 0,02	0,009 0 0	134,04 3775,7 49,95	3,857 192,9 2,55	1,915 157,0 2,08	78,945 3432,4 45,41	218,8 7559 100,0	350	0,91	1,23	2,19	0	ХК	22,7	14,84	3,38	149,76	3,0	25,0	1,3	0,003	1,44	АФ ТОО "КМГ Инжиниринг"
15	53	набл.	16.07.25	K ₁ ncal-s	130,0-148,0	1,069	-	6,84	0,057 0,9 0,03	3,899 81 2	61,727 1738,8 47,72	1,954 97,7 2,68	2,568 210,5 5,78	34,834 1514,5 41,57	105,0 3644 100,0	308	0,87	0,46	1,07	4	ХК	3,78	7,7	2,96	105,21	1,52	279	0,76	0,02	1,13	АФ ТОО "КМГ Инжиниринг"

4.2. Характеристика закачиваемых попутно-добываемых вод, промстоков и их совместимости с пластовыми водами неокома

Попутно-добываемые воды на месторождениях Алтыкуль и Кошкар образуются при добыче углеводородов из нижнемеловых и среднеюрских залежей. Смесь этих вод транспортируется на полигон Комсомольский для дальнейшей утилизации.

В таблицу 4.2.1 занесены результаты анализов попутно-добываемой воды, т.е. смеси вод с месторождений Кошкар и Алтыкуль. Минерализация закачиваемых вод изменяется от 164,1 г/л до 230,5 г/л, составляя в среднем 208,8 г/л.

Промышленные стоки образуются в системе подготовки нефти на ППН Комсомольский в процессе обессоливания нефти с применением подземной воды из водозаборных скважин участка Котырмас Северный месторождения Кенбай. Указанная подземная вода привозится автотранспортом АЦН в ППН Комсомольский и сливается в подземные емкости РГС-60, 60 и 100м³. Далее техническая вода с помощью поршневого насоса НБ-50 №1 откачивается в горизонтальную емкость РГС-50. С РГС-50м³ вода поступает на консольные насосы К 20/30. Затем вода поступает в нефтяной трубопровод для повторного обессоливания нефти и вместе с подогретой нефтью поступает на отстой в технологический резервуар №1 V=4000м³, где за счет гравитационного отстоя производится отделение воды от нефти.

Процесс подготовки нефти на ППН производится 3-4 раза за месяц. Объем привозной подземной воды в месяц составляет 600-650м³. Более подробная характеристика промстоков и физико-химический состав приводится в разделе 4.3.1 и в таблицах 4.3.4 и 4.3.5.

Так как при запланированной закачке промышленные стоки будут смешаны с утилизируемыми попутно-добываемыми водами в системе закачки в технологическом процессе, принято решение определить совместимость смеси вод с пластовыми водами полигона Комсомольский. С этой целью в 2025 году проводились специальные исследования для определения физико-химического состава и совместимости смеси воды с РВС (попутно-добываемые воды+промстоки) с пластовой водой из наблюдательной скважины №42, оборудованной на поглощающий горизонт. Все анализы проводились в лаборатории АФ ТОО «КМГ Инжиниринг», аккредитованной на техническую компетентность (аттестат аккредитации №KZ.T.06.E0524 зарегистрирован в реестре субъектов аккредитации от 27.08.2021 г.).

Кроме этого, проводились исследования проб смеси воды (попутно-добываемые воды+промстоки) на наличие сульфатовосстанавливающих бактерий, содержания сероводорода и растворенного кислорода, по их результатам воды почти соответствуют требованиям. Результаты исследований приводятся в соответствующих разделах настоящей главы и в текстовом приложении 3.

Таблица 4.2.1 - Химический состав и физические свойства закачиваемой смеси вод на полигоне Комсомольский

№шт	Точка отбора	Дата отбора	Горизонт	Интервал перфорации, м	Плотность при 20°С, г/см ³	Соленость, ‰	рН	Содержание ионов, г/дм ³ , мг-экв/дм ³ , %экв						Общая минерализация, г/дм ³	Общая жесткость, мг-экв/дм ³	Коэффициенты метаморфизации				Тип воды по Сулину	Микрокомпоненты, мг/дм ³				Н ₂ S, мг/дм ³	Мехпривесен, мг/дм ³	Нефтепродукты, мг/дм ³	Фенолы, мг/дм ³	Кинематическая вязкость, мкПа·с	Организация - исполнитель	
								HCO ₃ ⁻	SO ₄ ⁻²	Cl ⁻	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Na ⁺ +K ⁺			rNa ⁺ /rCl ⁻	rCa ²⁺ /rMg ²⁺	rCl ⁻ -rNa ⁺ /rMg ²⁺	rSO ₄ ⁻² ·100/rSO ₄ ⁻² +rCl ⁻		Fe ²⁺	Fe ³⁺	J ₂ ⁻	Br ₂ ⁻							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	
Смесь вод с месторождений Алтыкуль и Кошкар, отобранных в процессе разведки (попутно-добываемые воды)																															
1	РВС	09.12.18	-	-	1,151	-	5,82	0,085	0,071	141,09	4,008	1,942	83,326	230,5		0,91	1,26	2,21	0	ХК	отс.	57,4			отс.	329	259,22	0,01	1,4259	ТОО "НИПИнефтегаз"	
								1,4	1,48	3974,4	200,4	159,2	3622,9	7960																	
								0,02	0,02	49,93	2,52	2,00	45,52	100,0																	
2	РВС	08.01.19	-	-	1,152	-	6,26	0,103	0,164	139,84	4,008	1,824	82,794	228,7		0,91	1,34	2,27	0	ХК	22,4	43,68			отс.	отс.	10,6	отс.	1,3552	ТОО "НИПИнефтегаз"	
								1,7	3	3939,1	200,4	149,5	3599,7	7894																	
								0,02	0	49,90	2,54	1,89	45,60	100,0																	
Смесь вод с месторождений Алтыкуль и Кошкар, отобранных в процессе эксплуатации (попутно-добываемые воды)																															
3	РВС	20.08.21	-	-	1,137	17,6	6,37	0,079	0,102	127,12	4,008	1,946	74,273	207,5		0,90	1,26	2,20	0	ХК	1,68	7,28	3,36	153,66		22	0,1	0,08	-	АФ ТОО "КМГ Инжиниринг"	
								1,30	2	3580,8	200,4	159,5	3229,3	7173																	
								0,02	0	49,92	2,79	2,22	45,02	100,0																	
4	РВС	08.11.22	-	-	1,1326	-	6,36	0,095	0,133	121,13	3,006	1,459	72,48	198,3		0,92	1,26	2,18	0	ХК	7,84	27,02	3,78	157,04	0,85	198	19,9	0,01	-	АФ ТОО "КМГ Инжиниринг"	
								1,6	3	3412	150	120	3151,3	6838																	
								0,02	0	49,90	2,20	1,75	46,09	100,0																	
5	РВС	11.09.23	-	-	1,1076	-	6,4	0,146	0,348	100,26	2,805	1,732	58,774	164,1		0,90	0,99	1,89	0	ХК	8,96	9,52	3,38	116,78	1,46	128	45,9	0,05	-	АФ ТОО "КМГ Инжиниринг"	
								2,4	7	2824,3	140,3	142,0	2555,4	5672																	
								0,04	0	49,80	2,47	2,50	45,06	100,0																	
6	РВС	11.08.24	-	-	1,145	-	6,07	0,073	0,115	130,84	3,707	1,945	77,034	213,7		0,91	1,16	2,11	0	ХК	<0,5	3,08	3,81	149,5	<0,8	26	15,3	0,03	1,62	АФ ТОО "КМГ Инжиниринг"	
								1,20	2	3685,5	185,4	159,4	3349,3	7383																	
								0,02	0	49,92	2,51	2,16	45,36	100,0																	
7	РВС*	18.08.25	-	-	1,146	-	6,2	0,088	0,035	134,04	3,807	1,991	78,877	218,8		0,91	1,17	2,12	0	ХК	5,04	16,94	3,81	151,89	1,14	37	0,25	0,001	1,44	АФ ТОО "КМГ Инжиниринг"	
								1,4	1	3775,7	190,4	163,2	3429,4	7561																	
								0,02	0	49,94	2,52	2,16	45,36	100,0																	

Примечание: * смесь вод (попутно-добываемые + промстоки)

4.2.1. Результаты лабораторных исследований по определению совместимости смеси попутно-добываемых вод и промышленных стоков с пластовой водой полигона

Исследование совместимости в лабораторных условиях заключается в смешении исходных вод в заданных соотношениях, выдержки определенного времени для реагирования и определении веса выделившегося осадка.

Для приготовления смесей исходные воды предварительно фильтруются через фильтр «синяя лента», чтобы избежать влияния на вес осадка посторонних веществ.

Для определения совместимости были исследованы исходные воды, отобранные с РВС №1 (попутно-добываемые воды+ промстоки) и из скважины №42, а также приготовленные смеси из них в следующих пропорциях: 80:20; 60:40; 50:50; 40:60; 20:80. Образцы перемешивали в течение 8 (восьми) часов при температуре 36°С.

Образующийся после перемешивания осадок (при его наличии), отфильтровывают через доведенный до постоянного веса бумажный фильтр «синяя лента», промывают горячей дистиллированной водой и высушивают при температуре 110°С. Далее фильтр с осадком взвешивают на аналитических весах. По разности веса осадка с фильтром и фильтра без осадка определяют вес выделившегося осадка.

Проделанные лабораторные работы показали наличие осадка оранжево-коричневатого оттенка во всех смесях вод и в исходных водах. Смеси с осадком после перемешивания отображены на рис. 4.2.1. Наибольшее количество осадка наблюдается в смеси 20:80 – 43,5 мг/дм³, наименьшее в смеси 80:20 – 18,0 мг/дм³. В исходных водах с РВС №1 и скв. №42 количество осадка составило 13,0 и 52,0 мг/дм³, соответственно.

На следующем этапе проводилось исследование состава осадка приготовлением азотнокислых вытяжек. В полученных вытяжках определяли содержание кальция и железа. Кальций не обнаружен. По полученным результатам определения закисного железа произведен расчёт содержания оксида железа в исходных водах и в смесях. Исходя из полученных данных, можно сделать вывод, что осадок состоит из оксида железа.

Таблица 4.2.2 - Результаты определения количества осадка в смесях вод

Соотношение вод, %		Количество осадка, мг/дм ³ При t=36°С	Хим. состав осадка, мг/дм ³	
РВС №1	скв. №42		Fe ₂ O ₃	CaCO ₃
100	0	13,00	12,76	не обнаружено
80	20	18,00	17,89	не обнаружено
60	40	22,00	21,90	не обнаружено
50	50	30,00	28,78	не обнаружено
40	60	35,00	33,78	не обнаружено
20	80	43,50	42,54	не обнаружено
0	100	52,00	51,30	не обнаружено



Рис. 4.2.2- Смеси после перемешивания

4.2.2. Расчет карбонатной стабильности и совместимости попутно-добываемых вод, промышленных стоков и пластовой воды полигона

Карбонатная стабильность является одним из основных критериев оценки пригодности воды для закачки в резервуар, поскольку в процессах солеобразования нерастворимых солей карбонаты занимают первое место. Расчет стабильности пластовых вод проводился по соответствующей методике. По величинам полученных компонентов физико-химических составов проб вод произведены расчеты стабильности исходных вод и их совместимость в смесях между собой.

Расчет и анализ стабильности исходных вод, и их совместимость между собой по химическим составам, определенным в лабораторных условиях, позволили оценить процесс солевыпадения.

Абсолютное пересыщение (A) воды карбонатом кальция $C^A_{CaCO_3}$ это максимальное количество карбоната кальция, выпадающее из нестабильной воды при атмосферном давлении без контакта с воздухом, при температуре не более $30^{\circ}C$. Для пробы воды, отобранной с РВС №1 полигона Комсомольский величина $C^A_{CaCO_3}$ составляет минус 0,93 мг/л, для пробы воды наблюдательной скважины №42 величина $C^A_{CaCO_3}$ равна минус 5,59 мг/л.

Величина $C^A_{CaCO_3}$ сравнивается с нормами качества воды, установленными для заводнения конкретных нефтяных залежей или технологических процессов. Если эта величина ниже установленных норм, т.е. $A < 0$, то вода считается пригодной для заводнения. В случае, если величина превышает установленные нормы $A > 0$, проводится расчет кинетики выпадения карбоната кальция, при этом задаются временем пребывания воды в системе утилизации воды.

Результаты расчетов приведены в табл. 4.2.3-4.2.4 где введены следующие обозначения:

E_i , мг/л	- концентрация ионов
Z_i	- заряд ионов
M_i , а.е.	- молекулярный вес ионов
G_i , мг-экв/л	- концентрация ионов

C_i г-и/л	- концентрация ионов
μ	- ионная сила
a_{H^+}	- начальная активная концентрация ионов H^+
C_{HCO_2} , Г-МОЛЬ/Л	- начальная концентрация CO_2
$C_{HCO_2}^P$, Г-МОЛЬ/Л	- равновесная концентрация CO_2
d, g	- расчетные коэффициенты
C_{HCO_3} , Г-МОЛЬ/Л	- начальная концентрация HCO_3
$C_{HCO_3}^P$, Г-МОЛЬ/Л	- равновесная концентрация HCO_3
A_{CaCO_3} , МГ/Л	- абсолютное пересыщение
$K_{CO_2}, d_{PH}, K_a, Y_{H^+}, K_b$	- табличные значения

Таблица 4.2.3 - Расчет стабильности воды с РВС № 1 по карбонату кальция

Состав, мг/л	Ca	Mg	Na+K	Cl	SO ₄	HCO ₃	$\Sigma_{мин}$	pH	d_{20} , г/см ³
Σ_i мг/дм ³	3808,0	1991,0	78877,0	134036,0	36,00	88,00	218836,0	6,2	1,1460
Zi	2	2	1	1	2	1	-	-	-
Mi,a.e	40,08	24,31	23	35,45	96,06	61,02	-	-	-
Gi,мг-экв/л	190,00	163,75	3429,44	3781,00	0,74	1,45	-	-	-
C_i ,г-и/л	0,095000	0,081875	3,429440	3,781000	0,000370	0,001450	-	-	-
μ	K_{CO_2}	ΔpH	$K_a \cdot 10^5$	Y_{H^+}	K_b	d	g	-	-
4,27	771,40	0,16	3,26	3,82	2947	0,007676	0,007676	-	-
$A_{H^+} \cdot 10^{-6}$	C^{HCO_2} г-моль/л	$C^P_{CO_2}$ г-моль/л	C^{HCO_3} г-моль/л	$C^P_{HCO_3}$ г-моль/л	A_{CaCO_3} мг/дм ³	-	-	-	-
0,437	0,000223	0,000213	0,001564	0,001580	- 0,93	-	-	-	-

Таблица 4.2.4 - Расчет стабильности воды из скважины № 42 по карбонату кальция

Состав, мг/л	Ca	Mg	Na+K	Cl	SO ₄	HCO ₃	$\Sigma_{мин}$	pH	d_{20} , г/см ³
Σ_i мг/дм ³	3858,0	1915,0	78945,0	134036,0	0	85,00	218840,0	6,08	1,1460
Zi	2	2	1	1	2	1	-	-	-
Mi,a.e	40,08	24,31	23	35,45	96,06	61,02	-	-	-
Gi,мг-экв/л	192,50	157,50	3432,40	3781,0	0	1,40	-	-	-
C_i ,г-и/л	0,09625	0,078750	3,43240	3,78100	0	0,001400	-	-	-
μ	K_{CO_2}	ΔpH	$K_a \cdot 10^5$	Y_{H^+}	K_b	d	g	-	-
4,27	771,40	0,16	3,26	3,82	2947	659,9354	0,00793	-	-
$A_{H^+} \cdot 10^{-6}$	C^{HCO_2} г-моль/л	$C^P_{CO_2}$ г-моль/л	C^{HCO_3} г-моль/л	$C^P_{HCO_3}$ г-моль/л	A_{CaCO_3} мг/дм ³	-	-	-	-
0,575	0,000283	0,000227	0,001510	0,001620	- 5,59	-	-	-	-

Воды или смеси вод считаются стабильными по карбонату кальция, если выполняются два следующих условия:

1. Начальная концентрация бикарбонатов в воде или смеси не превышает их равновесной концентрации, т.е. $C^{HCO_3} \leq C^P_{HCO_3}$

2. Начальная концентрация свободной двуокиси углерода не меньше ее равновесной концентрации, т.е. $C^H \text{CO}_2 \geq C^P \text{CO}_2$

Таблица 4.2.5 - Карбонатная стабильность исходных вод

№, № п/п	Наименование	Коэффициент пересыщения A_{CaCO_3} , мг/л	Условия стабильности по бикарбонатам $C^H \leq C^P$	Условия стабильности по двуокиси углерода $C^H \geq C^P$	Вывод
1.	РВС №1	- 0,93	$0,001564 < 0,001580$	$0,000223 > 0,000213$	стабильна
2.	Скважина №42	- 5,59	$0,001510 < 0,001620$	$0,000283 > 0,000227$	стабильна

Таблица 4.2.6 - Карбонатная совместимость смесей вод

Соотношения вод в смеси, %		Коэффициент пересыщения A_{CaCO_3} , мг/дм ³	Условия стабильности по бикарбонатам	Условия стабильности по двуокиси углерода	Вывод
РВС №1	скв. №42		$C^H \leq C^P$	$C^H \geq C^P$	
80	20	- 1,87	$0,001533 < 0,001591$	$0,000235 > 0,000216$	стабильна
60	40	- 2,80	$0,001542 < 0,001598$	$0,000247 > 0,000219$	стабильна
50	50	- 3,26	$0,001537 < 0,001602$	$0,000253 > 0,000220$	стабильна
40	60	- 3,73	$0,001532 < 0,001606$	$0,000259 > 0,000222$	стабильна
20	80	- 4,65	$0,001521 < 0,001614$	$0,000271 > 0,000224$	стабильна

Из полученных результатов, отражённых в табл. 4.2.5; 4.2.6 видно, что смеси попутно-добываемых вод + промышленных стоков и пластовой воды полигона стабильны, так как условия стабильности выполняются, данные воды химически совместимы, следовательно, не способны выделять карбонат кальция.

4.2.3. Сульфатная стабильность

Сульфатная стабильность рассчитывается при наличии достаточного количества сульфатов в воде. Расчет проводится в соответствии с методикой оценки склонности нефтепромысловых вод к выделению твердых взвесей. По данной методике вычисляют коэффициент пересыщения по концентрации ионов и коэффициентам их активностей с учетом произведения растворимости.

В случае если коэффициент пересыщения $S > 1$, вода считается не стабильной и склонной к выделению гипса CaSO_4 . Если же коэффициент пересыщения $S < 1$, то вода считается стабильной и не склонной к выделению гипса.

В пробе воды, отобранной из скв. №42 сульфаты составили менее 9,00 мг/дм³, расчёт произведён для смесей вод и пробы воды с РВС №1.

Результаты расчёта сульфатной стабильности представлены в таблице 4.2.7.

Таблица 4.2.7 - Сульфатная стабильность пробы воды с РВС, смесей вод

№№ п/п	Соотношения вод, %		Коэффициент пересыщения S	Вывод
	РВС №1	скв. №42		
1	100:0		$0,05 < 1$	стабильна
2	80:20		$0,04 < 1$	стабильна
3	60:40		$0,03 < 1$	стабильна
4	40:60		$0,02 < 1$	стабильна
5	20:80		$0,01 < 1$	стабильна

Теоретическая оценка по результатам приведённых в таблице 4.2.7. расчётов показала, что исходная проба воды с РВС №1 и все смеси вод стабильны, следовательно, не способны выделять сульфат кальция.

4.2.4. Исследование степени биозараженности сульфатвосстанавливающими бактериями (СВБ)

В настоящее время в мировой практике основное количество нефти добывается применением заводнения продуктивных пластов поверхностными и сточными водами, содержащими различные микроорганизмы, которые попадая в благоприятные условия, адаптируясь, формируют биоценоз, активно развиваются, выделяя различные коррозионно-агрессивные соединения.

Известно, что привнесение бактерий с утилизированными водами способствует быстрому распространению микроорганизмов по месторождению и активные микробиологические процессы, начавшиеся в пласте, продолжают в системах сбора, подготовки и транспорта нефти и воды.

Присутствие и рост микроорганизмов в системе пласт-скважина-оборудование вызывает ряд проблем при добыче нефти. Среди них можно выделить основные: усиление коррозии нефтепромыслового оборудования, снижение приемистости скважин, ухудшение фильтрационных характеристик, изменение качества нефти и газа.

Огромный ущерб в нефтегазодобывающей промышленности наносят в основном, сульфатвосстанавливающие бактерии (СВБ). СВБ восстанавливают серу и ее окисленные соединения до сероводорода (анаэробный процесс). Несмотря на то, что СВБ облигатные анаэробы, они не полностью погибают в присутствии воздуха, этим объясняется их широкое распространение в природе. Особенно интенсивно они развиваются в призабойной зоне поглощающих скважин, где складываются наиболее благоприятные условия для формирования биоценоза.

Одним из основных факторов процесса сульфатредукции – это наличие в среде природных окисленных соединений серы, в частности сульфатов, которые являются акцепторами электронов для жизнедеятельности СВБ.

Определение количества клеток бактерий проводились согласно МВИ №06-2021 «Порядок проведения контроля микробиологической зараженности промышленных вод и оценка бактерицидного действия химических реагентов-бактерицидов». Количественную оценку наличия бактерий проводили методом предельных разведений. Присутствие СВБ устанавливали по развитию процесса сульфатредукции в зараженной среде по выпадению черного осадка - сульфида железа. Разведения и бактериологический посев производили в питательной среде Постгейта.

Предельные разведения исследуемых образцов получили путем последовательных десятикратных разведений. Для этого, стерильным шприцем отбирали 1 мл исследуемой пробы и вносили во флакон №1 с питательной средой Постгейта С. Содержимое перемешивали и стерильным шприцем отбирали 1 мл жидкости из флакона № 1 и вносили во флакон №2 - получили первое разведение (1:10). Таким же образом готовили и последующие разведения.

Для съема накопительной культуры СВБ в объеме 1 мл были отобраны пробы воды с м. Комсомольское по следующим точкам:

1. Скважина № 42;
2. Скважина № 53;
3. РВС №1 4000 м³ (попутно-добываемые воды + промстоки);

Результаты испытания представлены в таблице 4.2.8.

Таблица 4.2.8 - Результаты исследований отобранных проб воды на наличие СВБ

№ п/п	Полигон	Точка отбора	Кол-во СВБ, кл/мл	Примечание
1.	Комсомольский	Скв. №42	10 ²	
2.		Скв. №53	10 ⁴	
3.		РВС №1	10	

Выводы: Проведено физико-химическое исследование проб вод наблюдательных скважин №№42, 53 и пробы воды с РВС №1 (попутно-добываемые воды + промстоки), отобранных на полигоне Комсомольский. Данные воды очень жёсткие, слабокислые. По степени минерализации подземных вод предоставленные образцы относятся к рассолам средним (скв. №53) и крепким (скв. №42; РВС №1) хлоридно-кальциевого типа.

По результатам исследований и расчётным данным установлено, что смешение воды с РВС №1 с водой скважины №42 в разных пропорциях не привело к образованию солей карбоната кальция, в следствии химической совместимости.

Следует также отметить, что проба воды с РВС №1 и все смеси вод, по теоретической оценке, стабильны по сульфату кальция, следовательно, не склонны к выпадению гипса.

Данные получены при смешении вод в поверхностных условиях и дают ориентировочную оценку прогноза солевываждения, что лишь приблизительно отражает состояние водных систем в пласте.

Для определения численности планктонных форм СВБ с полигона Комсомольский было отобрано 3 пробы воды. По результатам лабораторных исследований установлено, что численность планктонной формы СВБ достигает 10^2 , 10^4 и 10 кл/мл в пробах со скв. № 42, № 53 и с РВС№1 (4000 м^3) соответственно.

4.3. Технология утилизации попутно-добываемых вод и промстоков

Месторождение Комсомольский является полигоном для утилизации попутно-добываемых вод. Оно расположено между нефтяными месторождениями Кошкар и Алтыкуль, с которых поступают воды, подлежащие закачке.

В настоящее время фонд нагнетательных скважин на полигоне закачки попутно-добываемых вод состоит из 3 скважин №15, 44, 54 и наблюдательных скважин в кол-ве 2-х единиц №42 и №53.

4.3.1. Система утилизации попутно-добываемых вод и промстоков

Описание технологического процесса ППН Комсомольский.

На пункте по подготовке и перекачке нефти (ППН) месторождения Комсомольское производится подготовка скважинной продукции с месторождений Алтыкуль и Кошкар до товарного качества с соответствием СТ РК 1347-2024 и сдачи в систему АО «КазТрансОйл».

Нефтяная эмульсия месторождения Алтыкуль, с содержанием воды 68-70% по нефтепроводу Ø219 мм с протяженностью 30 км, поступает в резервуар РВС №1 объемом 4000м³ ППН месторождения Комсомольский. Учет поступления общей жидкости определяется по расходомеру марки «KROHNE». Нефтяная эмульсия с месторождения Кошкар перевозится автоцистернами АЦН в дренажную емкость V-100м³. Количество объема перевозки определяется по расходомеру установленного на месторождении Кошкар, указанной на сопровождаемой документации (транспортная накладная). После слива нефти из автоцистерны в дренажную емкость V-100 м³, давлением P= 5-10 атм насосом НБ-50 №5, №6 далее откачивается в резервуар РВС №1 V-4000 м³. В резервуаре РВС №1 за счет гравитационного отстоя происходит отделение воды от нефти. Насосной установкой НБ-125 №3, №4, давлением P= 10-15 атм попутно-добываемую воду перекачивают через расходомер «Promag 50W80» по водоводу Ø114 мм, с протяженностью 900 м в поглощающие скважины №15, №44 и №54 полигона закачки.

Учет нефти производится по градуировочной таблице резервуара РВС №1. После замеров уровня нефти в РВС №1, производится подготовка нефти с м/р Алтыкуль и м/р Кошкар. Нефтяная эмульсия при этом перекачивается насосом НБ-125 №1, №2, при давлении P= 10-15 атм через печи ПТНН-1000 №1, №2, где нагревается до температуры 60°-70°С в РВС №2.

Пресная привозная вода перевозится автоцистерной и сливается на дренажную емкость 60м³, 60м³, 100м³, далее с помощью буровых насосов НБ-50 №3, №4, при давлении P=5-10 атм откачивается на горизонтальную емкость РГС-50 для пресной промывочной воды. При подготовке нефти на ступень обессоливания в нефтяной коллектор до печей, насосом X 65/50-100-К-СД-У2 №7, №8, давлением P=3-4 атм. подается 10-20% пресной воды. Расход пресной воды производится по градуировочной таблице емкости РГС- 50 м³. Также с

реагентного блока БР-2,5 насосом НД 10/100, давлением $P= 0,8-1$ атм. с удельным расходом 190 г/т дозируется деэмульгатор.

Далее подогретая нефть на производственные нужды через узел учёта поступает в товарный резервуар РВС №2-1000 м³ и за счет гравитационного отстоя производится отделение воды от нефти. Подтоварную воду буровым насосом марки НБ-50 №5, №6, с давлением $P= 10-15$ атм. перекачивают на резервуар РВС №1 объемом 4000м³. После дренирования подтоварной воды, с помощью товарных операторов отбирается контрольная проба, при достижении содержания хлористых солей в нефти до 100 мг/л, нефть сдается представителям АО «КазТрансОйл».

В таблице 4.3.1 представлена техническая характеристика насоса НБ-125 №3,4.

Таблица 4.3.1 - Техническая характеристика насоса НБ-125 №3,4

Диаметр сменных втулок, мм	Объемная подача, м ³ /час	Наибольшее давление, МПа
100	42	10

В таблице 4.3.2 представлены сведения по утилизации воды на полигоне Комсомольский.

Таблица 4.3.2 - Сведения по объему утилизации воды на полигоне Комсомольский

Годы	2024	2025 (6-мес)
Объем утилизированной воды	21890	10855

Существующее насосное оборудование способно обеспечить закачку воды в объеме 1008 м³/сут. Также в резерве находится насос НБ-125 – 1 единица, подача данных насосов может обеспечить полную закачку агента, в случае аварийной остановки рабочих насосов.

Принципиальная схема подготовки нефти ПНН "Комсомольский"

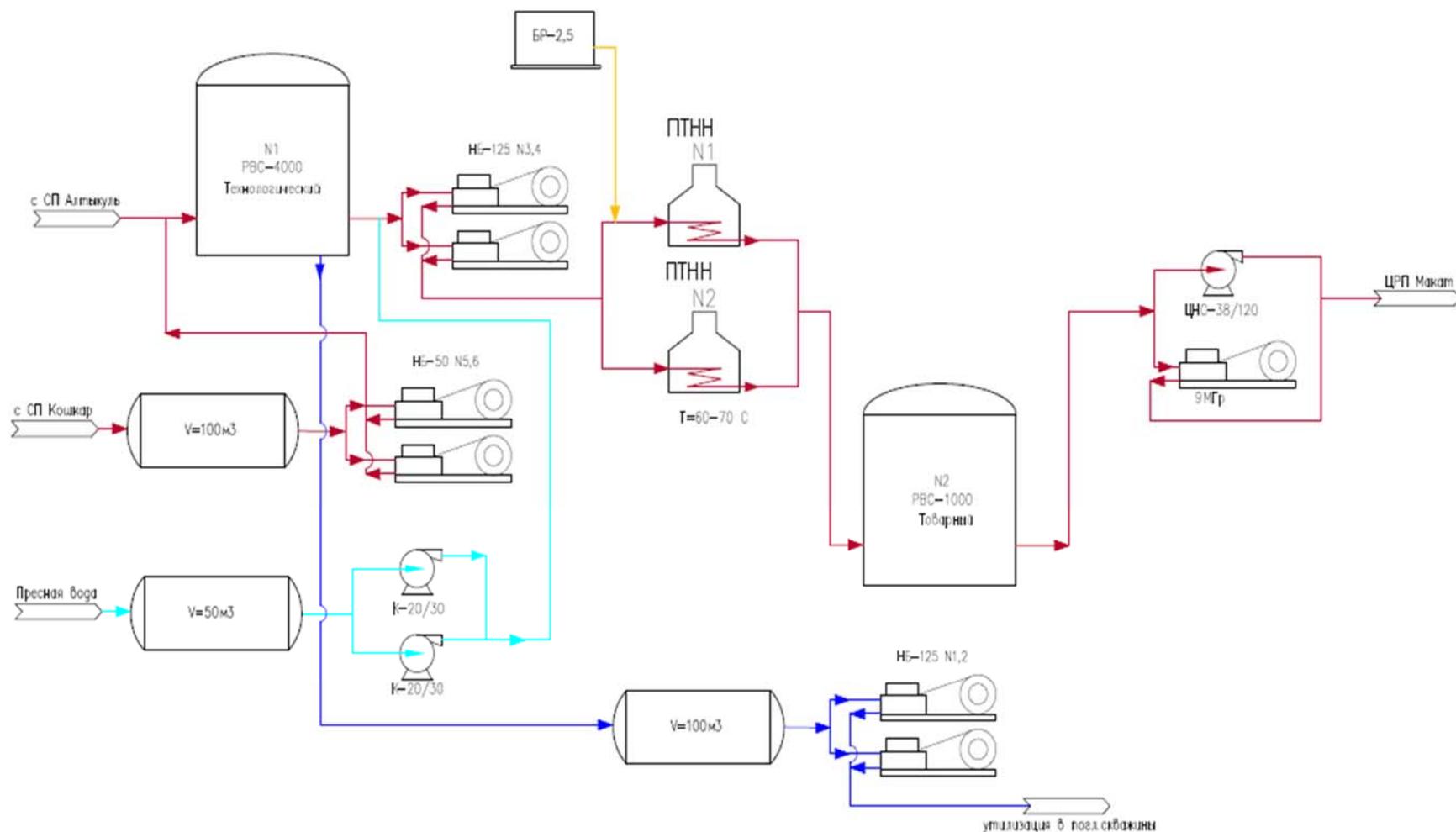


Рис. 4.3.1 - Принципиальная схема подготовки нефти ПНН Комсомольский



Рис. 4.3.2 - Принципиальная схема объекта утилизации воды полигона
Комсомольский

В связи с планированием закачки попутно-добываемых вод и промстоков вместе в поглощающий горизонт, в качестве оборудования для сбора и очистки вод следует предусмотреть отстойник воды (ОВ).

Отстойник воды ОВ - специальный емкостный аппарат, который предназначен для очистки пластовой воды от нефтепродуктов и механических примесей.

До ввода в эксплуатацию отстойника воды ОВ попутно-добываемая вода поступала с РВС-1 на прием насосов НБ и закачивалась в поглощающие скважины. После ввода ОВ в работу, смесь попутно-добываемых вод и промышленных стоков с РВС-1 будет поступать в ОВ для очистки, далее после очистки подаваться на насосы НБ и закачиваться в поглощающие скважины.

4.3.1. Система очистки утилизируемых вод и требования к их качеству

Система очистки утилизируемых вод полигона утилизации попутно-добываемых вод и промстоков состоит из резервуара-отстойника РВС №1 V-4000 м³ на ППН.

В РВС №1 за счет гравитационного отстоя производится отделение пластовой воды от нефти. Верхний слой с РВС №1 – нефтяная эмульсия по переточной линии поступает на вход насосных установок НБ-125 №1, №2 для дальнейшей подачи в систему подготовки нефти.

Отделенная от механических примесей и нефтепродуктов смесь попутно-добываемых вод и промышленных стоков с РВС №1 насосами НБ-125 №3,4 закачивается в цехах утилизации в поглощающие скважины полигона закачки.

Согласно «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр», утвержденных приказом Министра энергетики Республики Казахстан № 239 от 15 июня 2018 года, глава 20, пункт 439 пп.1. «Пластовая вода, добытая вместе с нефтью, подлежит очистке в соответствии с нормами содержания твердых взвешенных веществ и нефтепродуктов в воде,

и используется в системе поддержания пластового давления или с целью захоронения закачивается в поглощающие горизонты».

Законодательством РК нормы содержания твердых взвешенных веществ и нефтепродуктов в пластовой воде регламентируются только, если эти воды используются в системе поддержания пластового давления (СТ РК 1662-2007 «Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству». Астана, 2007г.). Указанные нормы к смеси попутно-добываемых вод и промстоков, подлежащим утилизации в поглощающие горизонты, отсутствуют. Однако, с целью сохранения фильтрационных свойств поглощающего горизонта, в который закачивается вода, ориентировочно можно придерживаться тех же требований СТ РК 1662-2007г.

В таблице 4.3.4 и 4.3.5 приведены результаты лабораторных исследований смеси вод (попутно-добываемых и промстоков), подлежащих закачке в неоконские отложения полигона утилизации.

Согласно СТ РК 1662-2007 содержание нефти и механических примесей в воде, используемой для заводнения нефтяных пластов, устанавливается по таблице 4.3.3 (для смеси попутно-добываемых вод и промстоков), которая с целью захоронения закачивается в поглощающие горизонты, эти нормы можно рассматривать только как ориентировочные).

Таблица 4.3.3 - Допустимое содержание механических примесей и нефти в закачиваемой воде

Проницаемость пористой среды коллектора, мкм ²	Коэффициент относительной трещиноватости коллектора	Допустимое содержание в воде, мг/л	
		механических примесей	нефти
до 0,1 вкл. свыше 0,1	-	до 3 до 5	до 5 до 10
до 0,35 вкл. свыше 0,35	от 6,5 до 2 вкл. менее 2	до 15 до 30	до 15 до 30
до 0,6 вкл. свыше 0,6	от 35 до 3,6 вкл. менее 3,6	до 40 до 50	до 40 до 50

Результаты физико-химического состава вод месторождения Комсомольский отображены в таблицах 4.3.4. и 4.3.5, а также в текстовых приложениях 4-6.

Таблица 4.3.4 - Результаты физико-химического состава вод месторождения Комсомольский, отобранный на выходе насоса НБ-125

№ пп	Параметры	Единица измерения	Результаты
1.	Гидрокарбонаты	мг/дм ³	79,30
2.	Хлориды	мг/дм ³	126981,90
3.	Сульфаты	мг/дм ³	54,80
4.	(Натрий+калий) ⁺	мг/дм ³	74334,62
5.	Кальций	мг/дм ³	3707,4

6.	Магний	мг/дм ³	2036,8
7.	Общая минерализация	мг/дм ³	207194,82
8.	Железо Fe ³⁺	мг/дм ³	7,84
9.	Железо Fe ²⁺	мг/дм ³	Менее 0,50
10.	Йод I ₂	мг/дм ³	3,38
11.	Бром Br ₂	мг/дм ³	154,28
12.	Общая жесткость	ммоль/дм ³	352,50
13.	Сухой остаток	мг/дм ³	208850,00
14.	Сероводород	мг/дм ³	Менее 0,80
15.	Взвешенные вещества	мг/дм ³	104,67
16.	Плотность	г/см ³	1,1442
17.	Водородный показатель	pH	6,40

Таблица 4.3.5 - Содержание нефтепродуктов в воде

Наименование показателей	НД на метод испытания	Единица измерения	Наименование точки отбора	
			вход насоса НБ-125	выход насоса НБ-125
			Фактическое значение	
Массовая концентрация нефтепродуктов	СТ РК 2328-2013	мг/дм ³	3,27	2,23

Таблица 4.3.6 - Результаты исследований отобранных проб воды на наличие СВБ

№ пп	Точка отбора	Кол-во СВБ, кл/мл
4.	Скв. №42	10 ²
5.	Скв. №53	10 ⁴
6.	РВС №1	10

Под закачку попутно-добываемых вод, промстоков на месторождении Комсомольский предусмотрен неокомский горизонт, коэффициент проницаемости которых составляет 0,25-0,82 мкм².

Согласно, проведенным в рамках составления настоящего отчета лабораторным исследованиям (текст. прил. 3) содержание в закачиваемой в целях утилизации воде составляет: взвешенных веществ – 104,67 мг/дм³, нефтепродуктов – 2,23 мг/ дм³.

Повышенное содержание взвешенных частиц приводит к загрязнению призабойной зоны поглощающих скважин, снижению приемистости, негативному влиянию на нефтепромысловое оборудование. В связи с этим на ППН следует предусмотреть установку отстойника ОВ-200.

ОВ-200 - оборудование, которое предназначено для отстаивания и очистки пластовой воды и промстоков, улавливания содержащейся нефти и механических примесей.

Принципиальная рекомендуемая схема водоподготовки на ППН Комсомольский представлена на рисунке 4.3.3.

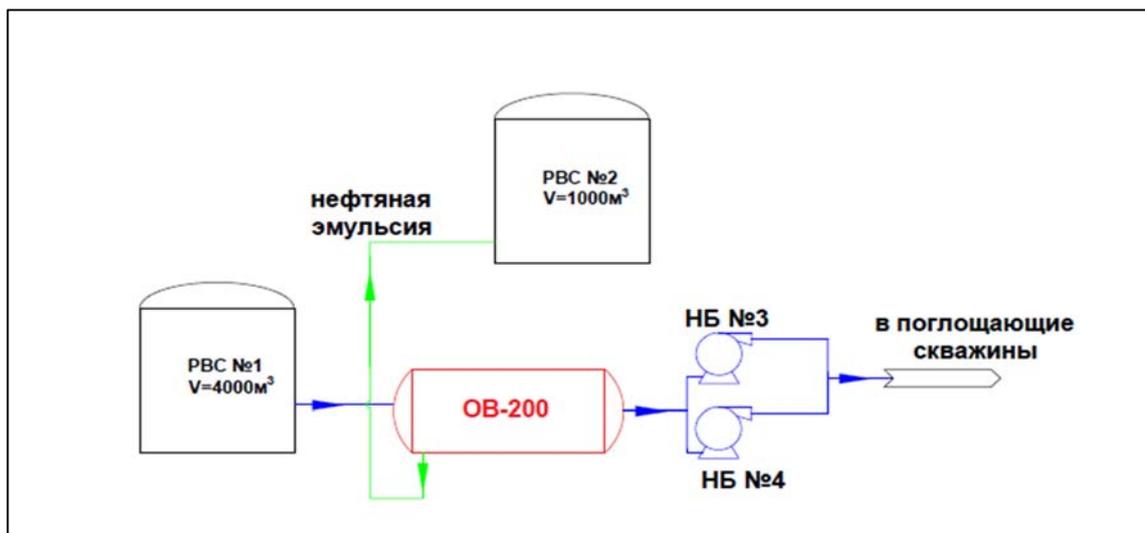


Рис. 4.3.3 - Принципиальная рекомендуемая схема водоподготовки на ППН Комсомольский

Выводы:

1. Существующая система утилизации попутно-добываемых вод с месторождений Алтыкуль, Кошкар НГДУ «Доссормунайгаз» в неокомский горизонт через поглощающие скважины полигона Комсомольский, в настоящее время обеспечивает утилизацию вод в необходимом объеме.

2. При планируемой закачке с добавлением промстоков рекомендуется установка отстойника ОВ-200 для отстаивания и очистки утилизируемой воды, улавливания содержащейся нефти и взвешенных веществ.

5. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ВЫПОЛНЕНИЮ РЕКОМЕНДАЦИЙ

5.1. Мониторинг подземных вод

Согласно Протоколу ГКЭН РК №2057-19-А от 17.06.2019г. (текстовое приложение 1) эксплуатирующей организации было выдано постановление об организации в пределах площади полигона захоронения эффективный и действенный контроль за состоянием недр и окружающей среды; принять к сведению рекомендации авторов по рациональному строительству и эксплуатации полигона, организации и ведению систематического мониторинга недр и окружающей среды.

При эксплуатации участка авторами рекомендовано выполнять следующие мероприятия:

- Систематически контролировать физико-химические свойства закачиваемых вод, при необходимости доводить их до требуемых нормативов; для этой цели произвести монтаж и ввести в состав ППН Комсомольский аппараты глубокой очистки воды;
- Постоянно вести мониторинг работы по закачке попутно-добываемых вод и промстоков, за динамикой изменения пластового давления в эксплуатационных и наблюдательных скважинах;
- Постоянно контролировать техническое состояние всех скважин полигона. В случае выявления нарушения герметичности колонн или НКТ скважина немедленно выводится из работы до устранения выявленных неисправностей.

В соответствии с этим «Проектом эксплуатации пространства недр для утилизации попутно-добываемых вод в районе месторождения Комсомольский» (2019г.) были определены технические и технологические аспекты закачки; мероприятия по охране недр и окружающей природной среды, а также другие условия использования пространства недр.

Мониторинг на участке проводится с целью установления масштабов влияния утилизации смеси вод на изменение гидрогеологических условий района во времени и пространстве, в том числе качественного состава подземных вод.

В состав гидрогеологических исследований на площади участка входят:

1. Стационарные режимные наблюдения;
2. Отбор проб воды;
3. Опытные работы;
4. Лабораторные работы.

Стационарные режимные наблюдения проводятся для обеспечения безопасной работы. Измерения уровня воды и температуры в наблюдательных скважинах проводятся один раз в квартал в течении года.

Одной из основных задач гидрогеологических исследований является оценка изменчивости качества подземных вод при изучении изменения во времени и пространстве химического состава подземных вод, при воздействии

на них закачиваемых вод. Химический состав подземных вод на полигоне изучается во взаимосвязи с режимом уровней, расходов и температуры.

Пробы воды анализируются для определения физико-химических, бактериологических свойств закачиваемых вод и пластовых вод, а также и определения их совместимости. Анализы выполняются в химической лаборатории с определением полного химического, микрокомпонентного состава вод и анализа вод на наличие взвешенных частиц, сероводорода, нефтепродуктов и фенолов. Все лабораторные анализы производятся один раз в год.

На основании ежегодного мониторинга подземных вод и его результатов составляются годовые Авторские надзоры с оценкой текущего состояния полигона и осуществления контроля над ходом реализации программы гидрогеологических работ с представлением для сведения в МД «Запказнедра» [10,11,12,13].

В ежегодном отчете приводятся:

- краткие сведения о геологическом строении и гидрогеологических условиях участка захоронения попутно-добываемых вод и промстоков;
- основные положения технологической схемы и проекта обустройства полигона захоронения, оценка реализации дополнительных мероприятий для обустройства полигона;
- анализ работы всей технологической цепочки по сбору, подготовке и закачке сточных вод; оценка эффективности работы очистных сооружений по подготовке вод к закачке;
- режим работы поглощающих скважин с указанием времени закачки, объема закачки, давление нагнетания, общее количество закачанных вод в целом по полигону за отчетный период и по годам эксплуатации;
- сведения о проделанных работах по восстановлению приемистости поглощающих скважин и их технологическая эффективность;
- физические свойства и химический состав захороняемых вод;
- оценка технического состояния поглощающих, наблюдательных скважин, рекомендации по их ремонту;
- общие выводы о степени экологической безопасности и технологической эффективности эксплуатации полигона захоронения попутно-добываемых вод и промстоков, рекомендации по ее совершенствованию.

Описание реализации программы мониторинга на полигоне утилизации попутно-добываемых вод и промстоков приводится в главе 1.3.

6. КАЛЕНДАРНЫЙ ГРАФИК ЗАКАЧКИ ПОПУТНО-ДОБЫВАЕМЫХ ВОД И ПРОМСТОКОВ

Существующая система утилизации попутно-добываемых вод месторождения Алтыкуль, Кошкар НГДУ «Доссормунайгаз» в неокомский горизонт через поглощающие скважины полигона Комсомольский, в настоящее время обеспечивает утилизацию вод в необходимом объеме. В соответствии с Лицензией №5-ИПН от 01.04.2020г., выданной для закачки Разрешенный объем закачки – 435 м³/сут.

Попутно-добываемые пластовые воды месторождений Алтыкуль и Кошкар извлекаются вместе с нефтью из продуктивных отложений нижнего мела и средней юры. По мере выработки залежи увеличивается обводненность нефти. С ростом обводненности нефти количество пластовой воды, извлекаемой из недр, увеличивается. В таблице 6.1 приведены прогнозные данные по объемам утилизируемых попутно-добываемых вод с учетом промстоков до 2031 года.

Таблица 6.1 - Календарный график закачки попутно-добываемых вод с месторождений Кошкар и Алтыкуль и промышленных стоков с ППН Комсомольский для утилизации на полигоне Комсомольский на 2026-2031г.г.

Годы	Среднесуточный объем, м ³ /сут			Общий среднесуточный объем, м ³ /сут	Среднегодовой объем, тыс. м ³			Общий среднегодовой объем, тыс. м ³
	Кошкар	Алтыкуль	Промстоки		Кошкар	Алтыкуль	Промстоки	
2026	68,8	163,6	21,4	253,8	25,112	59,714	7,811	92,637
2027	65,4	155,4	21,4	242,2	23,856	56,728	7,811	88,396
2028	62,1	147,6	21,4	231,1	22,664	53,892	7,811	84,366
2029	59,0	140,3	21,4	220,7	21,530	51,197	7,811	80,539
2030	56,0	133,3	21,4	210,7	20,454	48,637	7,811	76,902
2031	53,2	126,6	21,4	201,2	19,431	46,206	7,811	73,448
Всего								496,288

Согласно утверждённому бизнес-плану недропользователя, завершение строительства нефтепровода Алтыкуль-Карсак запланировано на конец 2026 года. После ввода данного нефтепровода в эксплуатацию, отпадает необходимость закачки попутно добываемой воды и промышленных стоков на полигоне Комсомольский. В связи с этим предусмотрена ликвидация полигона Комсомольский в срок до конца 2030 года. По этой же причине график закачки здесь приводится за период с 2026 по 2031г.г.

7. ЛИКВИДАЦИЯ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ

7.1. Ликвидация скважин

Все работы по ликвидации скважин проводятся по утвержденному плану организации работ на каждую скважину.

Осложнения и аварии, возникшие в процессе проведения изоляционно-ликвидационных работ или в процессе исследования технического состояния скважин, ликвидируются по дополнительным планам.

I. В случае наличия цементных мостов в ликвидированной скважине (по фактическим замерам)

При ликвидации скважины со спущенной эксплуатационной колонной или без спущенной эксплуатационной колонны, после нащупывания моста, необходимо сначала разбурить цементный мост, проверить техническое состояние колонны, установить цементный мост мощностью 50м.

Установить верхние изоляционные мосты спуском в скважину деревянной пробки на глубину 5м и заливкой цементным раствором от деревянной пробки до верхнего среза эксплуатационной колонны.

II. В случае отсутствия цементных мостов в ликвидированной скважине (по фактическим замерам)

При ликвидации скважины со спущенной эксплуатационной колонной, в интервалы перфорации обсадной колонны должны быть установлены цементные мосты по всей его мощности и на 20 метров ниже и выше 50 метров интервала перфорации, а также интервалов негерметичности, установки муфт ступенчатого цементирования, мест стыковок, при секционном спуске эксплуатационной и технической колонн. В башмаке последней обсадной колонны должен быть установлен цементный мост на 50 метров выше и на 20 метров ниже башмака колонны.

При ликвидации скважин без спущенной эксплуатационной колонны, в интервалах залегания газонефтеводонасыщенных пластов должны быть установлены цементные мосты. Высота каждого моста должна быть равна высоте толщины пласта, плюс 50 метров выше кровли и 20 метров ниже подошвы пласта. Над кровлей верхнего пласта цементный мост устанавливается высотой не менее 50 метров.

При ликвидации скважин без спущенной эксплуатационной колонны, в разрезе которой отсутствуют газонефтеводонасыщенные пласты, в башмаке последней обсадной колонны должен быть установлен цементный мост высотой не менее 50 метров.

Тампонажный материал, используемый для установки мостов, должен быть коррозионностойким и соответствовать требованиям, предусмотренным рабочим проектом на бурение скважины для цементирования обсадных колонн в интервалах пласта, содержащего сероводород.

Наличие мостов проверяется разгрузкой бурильного инструмента или насосно-компрессорных труб с усилием, не превышающим предельно допустимую удельную нагрузку на цементный камень. Установленный в

башмаке последней технической колонны цементный мост, кроме того, испытывается методом гидравлической опрессовки.

7.2. Оборудование устьев скважин при их ликвидации

По окончании ликвидационных работ устье нефтяных, газовых и нагнетательных скважин, различного назначения, за исключением скважин с содержанием сероводорода в пластовом флюиде 3,5% и более, с аномально высоким пластовым давлением с коэффициентом аномальности 1,5 и более, устанавливается армированная бетонная тумба размером 1х1х1 метров (рис. 7.2.1), где устанавливается табличка (рис. 7.2.2), на которой рельефно (для обеспечения сохранности данных) указываются номер и географические координаты скважины, наименование месторождения, недропользователь, компания ликвидировавшая скважину, дата ликвидации.

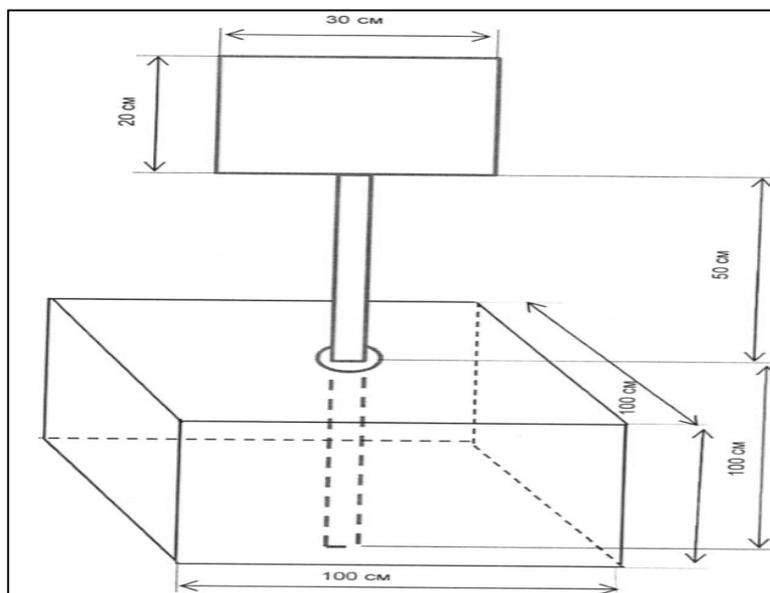


Рис. 7.2.1 – Схема установки репера и тумбы при ликвидации скважины

Скважина № _____
Месторождение: _____
Географические координаты: _____
Недропользователь: _____
Дата начала бурения: _____
Дата конца бурения: _____
Дата ликвидации: _____

Рис. 7.2.2 – Пример металлической таблички, устанавливаемой на приваренную глухую заглушку (глухой фланец) при ликвидации скважины

На скважинах, требующих переоборудование устья скважин или восстановления бетонной тумбы и репера, не будут производиться работы по физической ликвидации с установкой изоляционно-ликвидационных мостов.

7.3. Ликвидация последствий деятельности АО «Эмбаунайгаз» на полигоне Комсомольский

По объектам недропользования на участке использования пространства недр план ликвидации составляется на этапе проведения разведки.

Содержательная часть плана ликвидации по участку использования пространства недр основывается на проекте эксплуатации пространства недр.

Проектируемый период эксплуатации участка эксплуатации пространства недр для утилизации попутно-добываемых вод согласно Лицензии с 2020 по 2045 год.

На ликвидацию последствий использования пространства недр на полигоне Комсомольский потребуется – 1 год. Запланирована ликвидация 5 скважин, ликвидация наземных объектов и рекультивация нарушенных земель на полигоне Комсомольский.

Таблица 7.3.1 - Стоимость выполнения работ по ликвидации скважин

№ п/п	Месторождение	№ скв.	Затраты времени на изоляционно-ликвидационные работы, час	Стоимость 1 бригада часа, тенге	Стоимость выполнения работ, тенге
1	Комсомольский	15	170,00	24726	4 203 420
2	Комсомольский	42	170,00	24726	4 203 420
3	Комсомольский	44	170,00	24726	4 203 420
4	Комсомольский	53	170,00	24726	4 203 420
5	Комсомольский	54	170,00	24726	4 203 420
Итого:					21 017 100

7.4. Затраты на установку реперов с тумбами

В разряд работ по ликвидации последствий деятельности подпадают также работы по установке реперов с тумбами. По месторождению Комсомольский необходимо установить 5 реперов с тумбами. Сметная стоимость без НДС репера с тумбой в ценах по состоянию на 1 квартал 2020г. составила 68 959 тенге.

Таким образом затраты на установку 5 реперов с тумбами составят: 68 959 тенге*5ед. = 344 795 тенге.

7.5. Затраты на демонтаж оборудования, зданий и сооружений

Демонтаж оборудования, зданий и сооружений должен производиться в соответствии с разработанным и утвержденным планом работ, составляемым технической службой предприятия.

Сметная стоимость на демонтаж оборудования, зданий и сооружений, а также работ, сопутствующих демонтажу составляет **69 106 931** тенге без НДС.

7.6. Затраты на рекультивацию земель

Затраты на рекультивацию земель методом биологической ремедиации рассчитываем исходя из общей массы нефтезагрязненных земель, равной 30 949,40 т и удельной стоимости работ по биоремедиации, которая на месторождениях АО «Эмбаунайгаз» составляет 13 523 тенге/т:

$$Z_{\text{рек}} = 30\,949,40 \times 13\,523 = 418\,528\,736 \text{ тенге.}$$

7.7. Сводный экономический расчет по ликвидации последствий использования пространства недр на полигоне Комсомольский

В таблице 7.7.1 приведен сводный экономический расчет по полной ликвидации полигона Комсомольский.

Таблица 7.7.1 - Сводный экономический расчет по ликвидации последствий использования пространства недр на полигоне Комсомольский

№№ пп	Наименование работ	Ед. изм.	Сумма в ценах на 2020г. (без НДС)
1	Затраты на ликвидацию скважин	тенге	21 017 100
2	Затраты на установку (переустановку) реперов с тумбами	тенге	344 795
3	Затраты на демонтаж оборудования, зданий и сооружений	тенге	69 106 931
4	Затраты на рекультивацию земли	тенге	418 528 736
	Всего затрат без НДС	тенге	508 997 562

7. СПЕЦИАЛЬНЫЙ КОМПЛЕКС МЕРОПРИЯТИЙ ПО ОХРАНЕ НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

Природоохранная деятельность на месторождении Комсомольское реализуется согласно принципам сохранения нормативного качества окружающей среды:

- контроль соответствия проектной и иной документации природоохранному законодательству РК;
- применение передовых технологий для снижения технологической нагрузки на окружающую среду в процессе закачки попутно-добываемых вод;
- мониторинг соответствия состояния природных сред нормативным требованиям.

В настоящей главе проанализированы материалы производственного и экологического контроля. Интерпретация и анализ всех представленных данных позволили составить объективную оценку результатов реализации проекта.

8.1. Природно-климатическая характеристика района

Климат района резко континентальный, аридный. Для него характерны холодная зима с устойчивым снежным покровом и сравнительно короткое, умеренное жаркое лето, большие годовые и суточные колебания температуры воздуха, поздние весенние и ранние осенние заморозки, постоянно дующие ветры.

Температура воздуха. Анализ хода среднемесячных температур воздуха на северном побережье Каспийского моря свидетельствует, что самыми холодными месяцами являются январь-февраль, самым теплым – июль.

Зима умеренно холодная, устойчивые морозы начинаются в конце ноября. Средние температуры днем в феврале минус 10,8°C. Весна характеризуется быстрым переходом от зимы к лету и большими перепадами дневных и ночных температур воздуха. Лето сухое и жаркое, температура воздуха днем плюс 35,4°C.

Ветровой режим. Для данного региона характерны сильные ветра. В холодное время года преобладают ветры восточного и юго-восточного направления. Высокая повторяемость восточных румбов сохраняется в весенний и осенний периоды и только в теплое время года, вследствие уменьшения интенсивности центра высокого давления в Сибири. На территории Северного Прикаспия преобладают ветры северного и северо-западного направлений. Среднегодовая скорость ветра 4,6 м/сек. Наибольшая повторяемость штормовых ветров скоростью более 25 м/сек отмечается при направлениях СЗ и ЮВ. Наиболее вероятны сильные ветры в марте-апреле, обычно они имеют восточное направление.

Осадки. По условиям выпадения осадков территория относится к сухим, безводным районам. Среднегодовая сумма осадков, по многолетним данным, составляет 14,6мм.

В годовом количестве осадков преобладают осадки в жидкой форме, что напрямую связано с более длительным периодом положительных температур воздуха. Продолжительность выпадения осадков по временам года неодинакова. Наибольшая продолжительность осадков приходится на зиму. Летние дожди, хотя и более интенсивны, но непродолжительны. Засушливость теплого периода года проявляется в низких значениях относительной влажности воздуха и в большом дефиците влаги. Число дней с относительной влажностью до 30% – 163.

Снежный покров. Твердые осадки – снег, крупа, снежные зерна – наблюдаются с октября-ноября по март-апрель. Первые заморозки наступают в середине ноября. Образование устойчивого снежного покрова наблюдается в середине декабря, сход – в первой декаде марта. Изменчивость указанных дат может достигать одного месяца. В любой месяц зимы возможны непродолжительные оттепели. Высота снежного покрова от 10 до 40 см. Для описываемого района характерно непостоянство условий залегания снежного покрова, чередование бесснежных и относительно многоснежных зим.

Климатические данные представлены по наблюдениям на близлежащей метеорологической станции Магат «Центра гидрометеорологического мониторинга» РГП «Казгидромет» за 2024г.

Таблица 8.1 - Общая климатическая характеристика

1.	Средняя максимальная температура самого жаркого месяца (июль), °С	+35,1
2.	Средняя минимальная температура самого холодного месяца (январь), °С	-11,1
3.	Годовое количество осадков за холодной период года, мм (XI-III)	78,6
4.	Годовое количество осадков за теплый период года, мм (IV-X)	110,4
5.	Абсолютный максимум скорости ветра при порыве, м/сек	26

Таблица 8.2 - Средняя годовая повторяемость (%) направлений ветра и штилей

Направление	С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	Штиль
Год	9	17	20	17	9	10	10	8	0

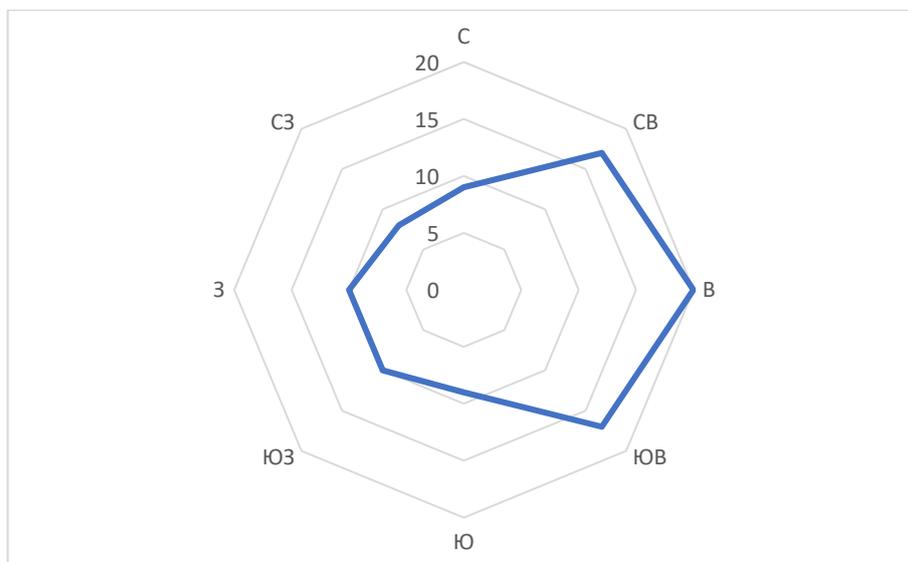


Рис. 8.1 - Роза ветров

8.2. Производственный и экологический мониторинг

Для АО «Эмбаунайгаз» в соответствии с требованиями природоохранного законодательства РК специалистами Атырауского Филиала ТОО «КМГ Инжиниринг» была разработана программа Производственного экологического контроля окружающей среды, установившая общие требования к ведению производственного мониторинга за состоянием компонентов окружающей среды в процессе производственной деятельности АО «Эмбаунайгаз».

Контроль осуществляется за следующими компонентами окружающей среды:

- атмосферный воздух;
- подземные и поверхностные воды;
- почвенный покров.

8.3. Охрана атмосферного воздуха от загрязнений

Характеристика загрязнения атмосферного воздуха.

Месторождение Комсомольский эксплуатировалось с 1942 года и в настоящее время находится в консервации приказом №378 от 31.03.2014 года.

Для оценки влияния производственной деятельности на атмосферный воздух показаны результаты замеров на месторождении Комсомольский, которые проводились для определения содержания загрязняющих веществ в атмосферном воздухе на границе санитарно-защитной зоны.

Результаты измерений концентраций загрязняющих веществ в атмосферном воздухе, выполненных на границе санитарно-защитной зоны месторождения Комсомольский приведены в таблице 8.3.

Таблица 8.3 - Результаты измерений концентраций загрязняющих веществ в атмосферном воздухе, выполненных на границе санитарно-защитной зоны за I-IV квартал 2024 года

№ п/п	Точки отбора проб	Наименование загрязняющих веществ	Фактическая концентрация, мг/м ³				Норма ПДК м.р., мг/м ³	Наличие превышения ПДК, кратность	Предложения по устранению нарушений и улучшению экологической обстановки
			I кв	II кв	III кв	IV кв			
1	2	3	4	5	6		8	9	10
1.	граница СЗЗ Д-11-01	Диоксид азота	0,004	0,004	0,003	0,002	0,2	Отсутствуют	Не требуется
		Оксид азота	0,006	0,001	0,003	0,002	0,4		
		Диоксид серы	< 0,025	< 0,025	< 0,025	< 0,025	0,5		
		Сероводород	< 0,004	< 0,004	< 0,004	< 0,004	0,008		
		Оксид углерода	0,748	0,246	0,335	1,48	5,0		
		Углеводороды	0,399	0,626	0,740	0,220	50,0		
		Пыль	<0,05	<0,05	<0,05	<0,05	0,3		
2.	граница СЗЗ Д-11-02	Диоксид азота	0,006	0,005	0,003	0,002	0,2	Отсутствуют	Не требуется
		Оксид азота	0,006	0,002	0,004	0,002	0,4		
		Диоксид серы	< 0,025	< 0,025	< 0,025	< 0,025	0,5		
		Сероводород	< 0,004	< 0,004	< 0,004	< 0,004	0,008		
		Оксид углерода	0,747	0,257	0,456	1,29	5,0		
		Углеводороды	0,387	0,638	0,596	0,212	50,0		
		Пыль	<0,05	<0,05	<0,05	<0,05	0,3		

Вывод: В отчетный период на границе санитарно-защитной зоны объектов предприятия и в жилой зоне за I-IV квартал 2024 года на месторождении Комсомольский концентрации загрязняющих веществ не превышали допустимые нормы.

8.4. Мониторинг подземных вод

В качестве основного пласта - резервуара, представляющего практический интерес в качестве коллектора для утилизации попутно-добываемых вод с месторождений Алтыкуль и Кошкар был выбран неокомский резервуар, сложенный отложениями барремского и готеривского ярусов, представленных песками и песчано-глинистой толщей.

При закачке попутно-добываемых пластовых вод в неокомский горизонт месторождения Комсомольское необходимо проведение контроля совместимости попутно-добываемых и пластовых вод.

На сегодняшний день в пределах площади полигона утилизации попутно-добываемых пластовых вод на месторождении Комсомольский организована наблюдательная сеть, состоящая из 2-х наблюдательных скважин №42 и №53.

По результатам проводимого мониторинга в скважинах наблюдательной сети установлено следующее:

По результатам исследований и расчётным данным установлено, что воды стабильны. Смешение воды с РВС с водой скважины №42 в разных пропорциях не привело к образованию солей карбоната кальция, в следствии химической совместимости.

По степени минерализации все исследуемые образцы, отобранные из наблюдательных скважин №№42,53 и с РВС месторождения Комсомольское, классифицируются как средние и крепкие рассолы хлоридно-кальциевого типа.

Проба воды с РВС №1 и все смеси вод, по теоретической оценке, стабильны по сульфату кальция, следовательно, не склонны к выпадению гипса.

Мероприятия по охране поверхностных и подземных вод

Для охраны водных ресурсов и прилегающих территорий от негативного воздействия объектов производства необходимо выполнение следующих мероприятий:

- обеспечение учета воды и контроль ее использования с применением водоизмерительной аппаратуры;
- создание герметизированной системы сбора, очистки и утилизации попутно добываемых вод;
- ежеквартальные мониторинговые наблюдения.

8.5. Почвенный покров

Мониторинг почв на площади 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.

СЭП представляет собой условно выбранную площадку (ключевой участок), расположенную в типичном месте характеризуемого участка территории.

В соответствии с Программой ПЭК, наблюдения за почвенным покровом проводятся 2 раза в год.

Результаты анализа проб почв на СЭП месторождений Комсомольский и Алтыкуль приведены в таблице 8.4.

Таблица 8.4 - Результаты анализа почвенного покрова месторождения Комсомольский

Наименование точки отбора	Медь*, мг/кг	Цинк*, мг/кг	Свинец**, мг/кг	Никель*, мг/кг	Массовая доля нефтепродуктов, мг/кг
За I-е полугодие 2024 года					
СЭП 1	0,134	<5,0	0,815	0,339	169,8
За II-е полугодие 2024 года					
	0,184	0,911	2,015	<2,5	146,3

Таблица 8.5 - Результаты анализа почвенного покрова месторождения Алтыкуль

Наименование точки отбора	Медь*, мг/кг	Цинк*, мг/кг	Свинец**, мг/кг	Никель*, мг/кг	Массовая доля нефтепродуктов, мг/кг
За I-е полугодие 2024 года					
СЭП 22	<0,5	1,536	5,953	<2,5	158,3
СЭП 23	<0,5	2,664	1,067	0,048	137,9
СЭП 24	0,326	8,645	5,598	0,018	61,1
СЭП 25	0,082	5,373	4,081	0,118	69,3
СЭП 26	0,495	2,007	3,043	0,185	82,1
СЭП 27	<0,5	4,638	2,104	0,098	78,9
За II-е полугодие 2024 года					
СЭП 22	0,172	2,890	5,049	<2,5	107,0
СЭП 23	0,045	4,180	6,091	0,034	129,6
СЭП 24	0,059	4,216	5,179	0,309	78,8
СЭП 25	0,097	2,864	4,115	0,102	68,4
СЭП 26	0,018	3,070	3,108	<2,5	91,8
СЭП 27	0,191	1,910	3,973	<2,5	49,0

Примечание: *подвижная форма

**кислоторастворимая форма

Вывод: Анализ оценки результатов за 2024 год, полученных испытательной лабораторией в рамках экологического мониторинга месторождений Комсомольский и Алтыкуль показал, что содержание нефтепродуктов и тяжелых металлов в отобранных пробах почвы находится в пределах нормы.

Рекомендации по снижению вредного воздействия на окружающую среду при закачке попутно-добываемых вод:

- Очистка попутно-добываемых вод перед закачкой;
- Проведение лабораторных исследований по совместимости закачиваемых в недра сточных вод с пластовыми водами пласта-коллектора;
- проведение ежегодного мониторинга за состоянием подземных и поверхностных вод, почвенного покрова согласно программе производственного мониторинга;
- обучение обслуживающего персонала реагированию на аварийные ситуации;
- соблюдение контроля соответствия проектной и иной документации природоохранному законодательству РК.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

Опубликованные:

1. Кодекс РК «О недрах и недропользовании» от 27.12.2017г. №125-VI.
2. «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр» №239 от 15.06.2018г.;
3. Экологический Кодекс РК от 02.01.2021г. №400-VI (с изменениями и дополнениями от 05.09.2023г.);
4. Под ред. Грабовникова В.А. Гидрогеологические исследования для обоснования подземного захоронения промышленных стоков, М., Недра, 1993г.
5. СТ РК 1662-2007 «Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству», утвержденный Приказом Председателя Комитета по техническому регулированию и метрологии Министерства индустрии и торговли РК №596 от 31.10.12г, г. Астана, 2012г.
6. «Инструкция по составлению проекта эксплуатации пространства недр», утвержденная Приказом Министра по инвестициям и развитию РК №341 от 17.05.2018г.

Фондовые

7. Жакупова А.К., Имашева Г.К. и др. Проект разведки полигона для закачки попутно-добываемых вод на месторождении Комсомольский АО «Эмбаунайгаз», ТОО «НИИ «Каспиймунайгаз», 2016г.
8. Рыбин В.М. Отчет о результатах работ по объекту: Разведка полигона для закачки попутно-добываемых вод на месторождении Комсомольский АО «Эмбаунайгаз», ТОО «Атыраугидрогеология», 2019г.
9. Жакупова А.К. Проект эксплуатации пространства недр для утилизации попутно-добываемых вод в районе месторождения Комсомольский, Филиал ТОО «КМГ Инжиниринг» «Каспиймунайгаз», 2019г.
10. Имашева Г.К. Работы по геологическому сопровождению за реализацией проекта утилизации попутно-добываемых вод на месторождении Комсомольское, АФ ТОО «КМГ Инжиниринг», 2021г.
11. Имашева Г.К. Работы по геологическому сопровождению за реализацией проекта утилизации попутно-добываемых вод на месторождении Комсомольское, АФ ТОО «КМГ Инжиниринг», 2022г.
12. Имашева Г.К. Работы по геологическому сопровождению за реализацией проекта утилизации попутно-добываемых вод на месторождении Комсомольское, АФ ТОО «КМГ Инжиниринг», 2023г.
13. Имашева Г.К. Геологическое сопровождение за реализацией проекта утилизации попутно-добываемых вод на месторождении Комсомольское, АФ ТОО «КМГ Инжиниринг», 2024г.

ТЕКСТОВЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ

ПРОТОКОЛ №2057-19-А
заседания Государственной комиссии
по экспертизе недр

Рассмотрение материалов отчета о результатах работ по объекту:
«Разведка полигона для закачки попутно-добываемых вод
на месторождении Комсомольский АО «Эмбаунайгаз»

17 июня 2019 г.

г. Нур-Султан

ПРИСУТСТВОВАЛИ:

Председатель Комиссии

Надырбаев А.А.

Заместитель председателя

Тналиев М.М.

Члены Комиссии:

Абытов Ф.Х.
Гуш С.В.
Исаев А.К.
Ибраев Д.З.
Калашникова Ж.К.

Секретарь Комиссии

Карабалинова Ф.Б.

Автор отчета

Рыбин В.М.

ПРИГЛАШЕННЫЕ:

от АО «Эмбаунайгаз»:

Мекебаев Д.Т.
Ержангалиев А.Е.

от ТОО «Атыраугидрогеология»:

Кадыргалиева Ж.К.
Пернебай Б.А.
Горячкин И.И.
Жакупова А.К.

ТОО НИИ «Каспиймунайгаз»:

Жакупова А.К.

от Управления гидрогеологии

Есенгазиев Ч.Ж.

Председательствовал

Надырбаев А.А.

1. ГКЭН рассмотрены:

1.1. Отчет о результатах работ по объекту: «Разведка полигона для закачки попутно-добываемых вод на месторождении Комсомольский АО «Эмбаунайгаз». АО «Эмбаунайгаз», ТОО «Атыраугидрогеология», ответственный исполнитель: Рыбин В.М.

1.2. Авторская справка.

1.3. Заключение независимого эксперта Хусаинова Т.Н.

1.4. Дополнительные материалы: Отчет по выбору геологического резервуара для утилизации попутно-добываемых вод в районе месторождения Комсомольский, ТОО НИИ «Каспиймунайгаз».

2. ГКЭН отмечает:

2.1. Полигон подземного захоронения попутно-добываемых пластовых вод расположен на территории Макатского района Атырауской области, в пределах листа L-39-XII международной разграфки.

Отчет по разведке полигона составлен ТОО «Атыраугидрогеология» в соответствии с технической спецификацией к Договору от 24.09.2018 г. №1704-113 с АО «Эмбаунайгаз».

АО «Эмбаунайгаз» ведет разработку нефтяных месторождений Кошкар и Алтыкуль. Количество пластовых вод при разработке месторождений возрастает по мере увеличения времени эксплуатации добывающих скважин.

Согласно расчетам к технологическим схемам разработки месторождений, общий накопленный с месторождений Кошкар и Алтыкуль объем попутно-добываемых пластовых вод к 2030 году (планируемый срок закачки – 11 лет) прогнозируется в количестве 1746 тыс.м³ (среднесуточный объем 530,3 м³/сутки).

Необходимость подземного захоронения попутно-добываемых пластовых (сточных) вод обусловлена отсутствием альтернативных вариантов их утилизации другими способами и является вполне обоснованной.

В качестве объекта для размещения полигона подземного захоронения (закачки) попутно-добываемых вод недропользователем выбран неокосмский водоносный горизонт отработанного нефтяного месторождения Комсомольский.

Проект разведки полигона согласован МД Запказнедра» (протокол №55/2016 от 29.09.2016 г.).

2.2. Общие сведения о районе работ и участке, геологическое строение и гидрогеологические условия полигона захоронения, в представленных отчетных материалах характеризуются с достаточной полнотой и детальностью.

Выбор и обоснование участка под строительство и эксплуатацию проектируемого полигона захоронения основаны на результатах интерпретации геолого-геофизических исследований по поисковым, разведочным и эксплуатационным скважинам; анализе сведений об опыте эксплуатации полигонов захоронения и разведочных работ на

месторождениях-аналогах; результатах собственных опытно-фильтрационных исследований на месторождении Комсомольский.

При оценке безопасности недр с целью захоронения попутно-добываемых пластовых вод приняты следующие условия: отсутствие в водоносном горизонте, намечаемым для использования, подземных вод пригодных для водоснабжения и других целей; надежная изолированность резервуаров-коллекторов от других горизонтов; отсутствие дизъюнктивных тектонических нарушений; наличие застойного режима подземных вод или затрудненного водообмена; приемлемость глубины залегания коллекторов захоронения; совместимость среды и закачиваемых вод.

В качестве коллекторов для захоронения, отвечающим предъявляемым требованиям, выделены неокомские отложения. Наряду с этим, в геолого-гидрогеологическом разрезе полигона захоронения выделен «буферный» горизонт альбских отложений.

Кровля неокомского «резервуара» отмечена на глубинах от 349,4 м в скважине №78 до 385 м в скважине №40, подошва ограничена интервалом глубин от 627 м в скважине № 24 до 604 м в скважине № 11.

Прослой неокомского горизонта, залегающие ниже выработанных нефтяных пластов на 8,5-17,5 м, представлены песчаными прослойками в глинистой толще с общей мощностью от 3,2 до 25,4 м, с величиной открытой пористости до 35,5%.

Подстилают горизонт глины юрского возраста мощностью до 40 м. Сверху неокомский «резервуар» перекрыт прослеживаемыми в региональном плане глинами аптского возраста мощностью 32-92 м.

Фильтрационные и емкостные характеристики определяются следующими параметрами: коэффициент фильтрации – 0,057-0,374 м/сутки, пьезопроводности – $1,66 \times 10^{-5}$ - $5,43 \times 10^{-5}$ м²/сутки, проницаемости – 0,25-0,82 мкм².

2.3. Виды, методика и объемы выполненных разведочных работ исходили из целевых задач проекта, согласованного МД «Запказнедра».

Комплекс работ включал в себя: капитальный ремонт скважин (КРС), геофизические исследования (термометрия, расходометрия, ГК и др.), опытные работы (пробные откачки по 3 бр/см, пробные ступенчатые нагнетания по 10 бр/см на 1 скв. с разной производительностью), лабораторные исследования, камеральные работы.

Система нагнетательных и наблюдательных скважин на данном этапе определена в количестве 3-х (№ 15, 44, 54) и 2-х (№ 42, 53) скважин, соответственно.

По данным пробных откачек и нагнетаний определены основные расчетные гидрогеологические параметры: мощность горизонта (14,1 м), коэффициент фильтрации (0,2 м/сутки), пьезопроводности ($3,1 \times 10^{-5}$ м²/сутки), проницаемости (24,64; 65,47; 35,12 м³/сутки/атм.).

К отчету приложены: протокол совместного геолого-технического совещания АО «Эмбаунагаз» и ТОО «Атыраугидрогеология», акт приема-передачи первичной полевой документации, акты испытаний на герметичность, журналы опытных работ и др. документы, подтверждающие достоверность представленных фактических материалов.

2.4. Опыт эксплуатации полигонов захоронения в глубокие горизонты в рассматриваемых материалах охарактеризован достаточно полно. В отчете приведены сведения и фактические данные по результатам специализированных исследований на полигоне захоронения промышленных стоков месторождения Тенгиз, а также опыт закачки попутно-добываемых пластовых вод на месторождении Центральная и Восточная Прорва.

2.5. В процессе разведки полигона захоронения выполнены лабораторные исследования по изучению химического состава и физических свойств подземных вод месторождения Комсомольский, а также попутно-добываемых вод месторождений Кошкар и Алтыкуль.

В целом, подземные воды схожи по качественному составу и минерализации, а также по типу вод.

Минерализация подземных вод неокомского горизонта полигона закачки находится в пределах – 200,9-234,9 г/л. Минерализация пластовых вод нефтяных залежей изменяется от 159,5 г/л до 236,1 г/л.

Воды очень жесткие, общая жесткость изменяется от 190 до 575 мг-экв/л. Тип воды по классификации В.А. Сулина преимущественно хлоркальциевый, реже - хлормagneвий.

Для определения технологии захоронения сточных вод были проведены лабораторные исследования по совместимости подземных вод неокомского горизонта и смеси попутно-добываемых пластовых вод нефтяных залежей месторождений.

Определение совместимости выполнено двумя методами – расчетным (по химическому составу) и экспериментальным (смешиванием исходных вод в различных соотношениях).

По результатам лабораторных исследований установлено, что попутно-добываемые пластовые воды (стоки) имеют непостоянный состав и в целях удаления механических примесей, устранения карбонатной несовместимости и проведения антикоррозионных мероприятий необходима дополнительная водоподготовка перед захоронением в недра.

2.6. Гидрогеологические расчеты оценки избыточного давления (напора), при котором будет производиться закачка и прогноз движения захороняемой жидкости в пласте, возражений не вызывают. Принятые для расчетов параметры и системы скважин, соответствуют реальным условиям.

Расчеты выполнены применительно к объемам закачки стоков для трех равномерно работающих скважин с нагрузками порядка 170-180 м³/сутки (суммарно 530,3 м³/сутки) в системе «большого колодца». В целях повышения надежности расчетов применены понижающие коэффициенты: 0,7-0,9 для среднего значения пористости; 0,5-0,9 для эффективной мощности.

Согласно выполненным авторским расчетам радиус растекания закачиваемых попутно-добываемых вод (стоков) составит 673 м, увеличение давления на границе растекания - 1,22 Мпа.

2.7. Вопросы охраны недр и окружающей среды являются приоритетными и обязательными для решения.

Для обеспечения целостности и сохранности окружающей природной среды необходимо принятие четких природоохранных мер, исключаящих

возможность перетока закачиваемых стоков в вышележащие водоносные горизонты, поверхностные водные объекты и ландшафт.

На участке в целях полноты и достоверности опережающего изучения недр в процессе захоронения, а также получения исчерпывающей информации для разработки и осуществления природоохранных мероприятий, предусматривается специальный комплекс мониторинговых исследований и режимных наблюдений.

Эксплуатирующей организации рекомендуется принять к сведению авторские предложения по рациональному строительству и эксплуатации полигона, организации и ведению систематического мониторинга недр и окружающей среды.

3. ГКЭН постановляет:

3.1. Материалы отчета о результатах работ по разведке полигона для закачки попутно-добываемых вод на месторождении Комсомольский АО «Эмбаунайгаз», считать апробированными по состоянию изученности на 01.06.2019 года.

3.2. Принять на разведанном участке полигона в качестве основного коллектора-резервуара для захоронения попутно-добываемых пластовых вод – неокомский водоносный горизонт.

3.3. Эксплуатирующей организации:

- организовать в пределах площади полигона захоронения эффективный и действенный контроль за состоянием недр и окружающей среды;

- принять к сведению рекомендации авторов по рациональному строительству и эксплуатации полигона, организации и ведению систематического мониторинга недр и окружающей среды.

**Председатель Комитета
геологии и недропользования,
председатель ГКЭН**



А. Надырбаев

№ 26-03-26/7 ОТ 01.04.2020

QAZAQSTAN RESPÝBLIKASY
EKOLOGIA, GEOLOGIA
JÁNE TABÍGI RESÝRSTAR
MINISTRILIGI



МИНИСТЕРСТВО
ЭКОЛОГИИ, ГЕОЛОГИИ И
ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

GEOLOGIA KOMITETI

КОМИТЕТ ГЕОЛОГИИ

010000, Nur-Sultan q., A. Maimbetova k-isi, 32
tel. 8(7172)390310, faks: (7172)390440
e-mail: komgeo@geology.kz

010000, Нур-Султан, ул. А. Маимбетова, 32
тел. 8(7172)390310, факс(7172)390440
e-mail: komgeo@geology.kz

№

ЛИЦЕНЗИЯ на использование пространства недр

№ 5-ИПН

« 1 » апреля 2020 года

1. Выдана Акционерному обществу «Эмбаунайгаз», расположенному по адресу: Республики Казахстан, Атырауская область, г. Атырау, ул. Ш. Валиханова, д. 1 (далее – Недропользователь), и предоставляет право на пользование участком недр в целях проведения операций по использованию пространства недр в соответствии с Кодексом Республики Казахстан от 27 декабря 2017 года «О недрах и недропользовании» (далее – Кодекс).

Размер доли в праве недропользования: **100%(сто процентов)**.

2. Условия лицензии:

1) срок лицензии до **2045** года со дня ее выдачи.

2) границы территории участка недр площадью **0,465 кв.км**, показаны на картограмме и обозначены угловыми точками: с №1 по №7.

Угловые точки, №	Координаты угловых точек					
	Северная широта			Восточная долгота		
	гр.	мин.	сек.	гр.	мин.	сек.
1	47	19	11.17971	53	40	54.10739
2	47	19	05.70000	53	42	00.70000
3	47	19	01.03332	53	42	16.02651
4	47	18	58.65197	53	41	58.51120
5	47	18	57.07945	53	41	45.61549
6	47	18	58.17938	53	41	11.98644
7	47	19	03.57825	53	40	52.68415
Площадь - 0,465 кв.км						

3) иные условия недропользования:

Схематическое расположение территории участка недр прилагается к настоящей лицензии.

3. Обязательства Недропользователя:

1) уплата подписного бонуса в размере **1 060 400 тенге (400 МРП)** до «15» апреля 2020 года;

№ 26-03-26/7 ОТ 01.04.2020

2) уплата в течение срока лицензии платежей за пользование земельными участками (арендных платежей) в размере и порядке, установленном налоговым законодательством Республики Казахстан.

4. Целевое назначение использования пространства недр: «Размещение и (или) эксплуатация подземных мест (сооружений) для хранения или захоронения твердых, жидких и радиоактивных отходов, вредных ядовитых веществ, сброса (закачки) сточных, промышленных и технических вод в недра (статья 249 Кодекса РК в целях проведения в следующих подвидов операций) «Эксплуатации пространства недр для утилизации попутно-добываемых вод в районе месторождения Комсомольский».

5. Основания отзыва лицензии:

1) нарушение условий лицензий, предусмотренных пунктами 3 и 4 настоящей лицензии;

2) в случае запрета деятельности, предусмотренного экологическим законодательством Республики Казахстан.

6. Государственный орган, выдавший лицензию: **Республиканское государственное учреждение «Комитет геологии Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан**

**Заместитель председателя
Комитета геологии
Министерства экологии, геологии
и природных ресурсов
Республики Казахстан**

А. Абдикешов

**г. Нур-Султан, Республика Казахстан
апрель, 2020**

№ 26-03-26/7 ОТ 01.04.2020

QAZAQSTAN RESPYBLIKASY
EKOLOGIA, GEOLOGIA
JÁNE TABÍGÍ RESYRSTAR
MINISTRILIGI



МИНИСТЕРСТВО
ЭКОЛОГИИ, ГЕОЛОГИИ И
ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

GEOLOGIA KOMITETI

КОМИТЕТ ГЕОЛОГИИ

010000, Nur-Sultan q., A. Mámбетова k-сі, 32
tel. 8(7172)390310, faks: (7172)390440
e-mail: komgeo@geology.kz

010000, Нур-Султан, ул. А. Мамбетова, 32
тел. 8(7172)390310, факс(7172)390440
e-mail: komgeo@geology.kz

№

Жер қойнауы кеңістігін пайдалануға арналған ЛИЦЕНЗИЯ

№ 5-ЖҚПК

« 1 » сәуір 2020 жыл

1. Қазақстан Республикасы, Атырау облысы, Атырау қ., Ш. Уалиханов көш., 1-үйде орналасқан «Ембімұнайгаз» акционерлік қоғамына берілді (бұдан әрі – Жер қойнауын пайдаланушы) және «Жер қойнауы және жерқойнауын пайдалану туралы» 2017 жылғы 27 желтоқсандағы Қазақстан Республикасының Кодексіне (бұдан әрі – Кодекс) жер қойнауы кеңістігін пайдалану жөніндегі операцияларды жүргізу мақсатында жер қойнауы учаскесін пайдалану құқығын береді.

Жер қойнауын пайдалану құқығындағы үлес мөлшері: **100% (жүз пайыз)**.

2. Лицензия шарты:

1) лицензия мерзімі **2045 жылғы дейін** берген күннен бастап.

2) жер қойнауы учаскесі аумағы 0,465 шаршы км ауданымен картограммада көрсетілген және №1-ден №7-ге дейінгі бұрыштық нүктелерімен белгіленген.

Бұрыштық нүктелер, №	Бұрыштық нүктелердің координаттары					
	Солтүстік ендік			Шығыс бойлық		
	гр.	мин.	сек.	гр.	мин.	сек.
1	47	19	11.17971	53	40	54.10739
2	47	19	05.70000	53	42	00.70000
3	47	19	01.03332	53	42	16.02651
4	47	18	58.65197	53	41	58.51120
5	47	18	57.07945	53	41	45.61549
6	47	18	58.17938	53	41	11.98644
7	47	19	03.57825	53	40	52.68415
Ауданы - 0,465 шаршы км						

3) жер қойнауын пайдаланудың өзге шарттары:

Жер қойнауы учаскесі аумақтарының схемалық орналасуы осы лицензияға қосымшада келтірілген.

3. Жер қойнауын пайдаланушының міндеттемелері:

1) **2020 жылғы «15» сәуірге дейін қол қою бонусын 1 060 400 теңге (400 АЕК) мөлшерінде төлеу;**

№ 26-03-26/7 ОТ 01.04.2020

2) Қазақстан Республикасының салық заңнамасымен белгіленген тәртіпте және мөлшерде жер учаскелерін пайдалану үшін лицензияның мерзімі ішінде (жалдау төлемдерін) ақы төлеу.

4. Қатты, сұйық және радиоактивті қалдықтарды, зиянды улы заттарды сақтау немесе көму, сарқынды, өнеркәсіптік және техникалық суларды жер қойнауына ағызу (айдау) үшін жерасты орындарын (құрылысжайларын) орналастыру және (немесе) пайдалану (Кодекстің 249-бабына сәйкес операциялардың кіші түрлерінің бірі) «Комсомольский кен орны ауданында ілеспе-өндірілетін суларды жою үшін жер қойнауы кеңістігін пайдалану»

5. Лицензияны қайтарып алу негіздері:

1) осы лицензияның 3 және 4-тармақтармен көзделген лицензиялардың шарттарын бұзу;

2) Қазақстан Республикасының экологиялық заңнамасымен көзделген қызметіне тыйым салған жағдайда.

6. Лицензияны берген мемлекеттік орган, «Қазақстан Республикасы Экология, геология және табиғи ресурстар министрлігінің Геология комитеті» Республикалық мемлекеттік мекемесі.

**Қазақстан Республикасы
Экология, геология және
табиғи ресурстар министрлігінің
Геология комитетінің
төраға орынбасары**

А. Абдикешов

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
	О-Л1.02.2303-08/2(9)/1-16.09.2025	ОТЧЕТ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ, ОПРЕДЕЛЕНИЮ КАРБОНАТНОЙ, СУЛЬФАТНОЙ СТАБИЛЬНОСТИ И СОВМЕСТИМОСТИ ВОД МЕСТОРОЖДЕНИЯ КОМСОМОЛЬСКОЕ НГДУ «ДОССОРМУНАЙГАЗ» (№ В13–2025)

**ОТЧЕТ
ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ
ИССЛЕДОВАНИЙ, ОПРЕДЕЛЕНИЮ КАРБОНАТНОЙ,
СУЛЬФАТНОЙ СТАБИЛЬНОСТИ И СОВМЕСТИМОСТИ ВОД
МЕСТОРОЖДЕНИЯ КОМСОМОЛЬСКОЕ НГДУ
«ДОССОРМУНАЙГАЗ» (№ В13–2025)**

Дата № исх.	Основания для выпуска	Подготовили	Согласовали		Утвердил
		Заведующий ЛИНГиВ Ведущий инженер ЛИНГиВ	Заведующий ЛИНГиВ Старший инженер ЛИНГиВ		Заместитель директора филиала по лабораторным исследованиям
Договор № 1061735/202 5/1 от 27.01.2025 г		Таубаев А.К.	Таубаев А.К.		 Пронин Н.А. Жабырақмын есепкер үшін
		Шароварникова О.В.			
		Ответственный за нормоконтроль	Алмагамбетова А.К.		

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
O-LI.02.2303- 08/2(9)/1- 16.09.2025	ОТЧЕТ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ, ОПРЕДЕЛЕНИЮ КАРБОНАТНОЙ, СУЛЬФАТНОЙ СТАБИЛЬНОСТИ И СОВМЕСТИМОСТИ ВОД МЕСТОРОЖДЕНИЯ КОМСОМОЛЬСКОЕ НГДУ «ДОССОРМУНАЙГАЗ» (№ В13-2025)	стр. 2 из 21

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

№	Должность	ФИО	Подпись	Раздел
1	Ведущий инженер ЛИНГиВ	Шароварникова О.В.		2 – 5
2	Старший инженер ЛИНГиВ	Шахшаева Д. Н.		2 – 5
3	Старший инженер ЛПХ	Егизбаева М.А.		2,6
4	Инженер ЛЭИиМ	Базаркулова Г.С.		2

 KMG КОМСОМОЛЬСКОЕ НГДУ	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
О-Л1.02.2303- 08/2(9)/1- 16.09.2025	ОТЧЕТ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ, ОПРЕДЕЛЕНИЮ КАРБОНАТНОЙ, СУЛЬФАТНОЙ СТАБИЛЬНОСТИ И СОВМЕСТИМОСТИ ВОД МЕСТОРОЖДЕНИЯ КОМСОМОЛЬСКОЕ НГДУ «ДОССОРМУНАЙГАЗ» (№ В13-2025)	стр. 3 из 21

РЕЗЮМЕ ОТЧЕТА

Отчет состоит из 8 табл., 1 рис., 7 приложений.

В рамках составления отчёта «Работы по геологическому сопровождению за реализацией проекта утилизации попутно-добываемых вод на месторождениях АО «Эмбаунайгаз» проводится мониторинг подземных вод м. Комсомольское (договор №1061735/2025/1 от 27.01.2025 г.).

Согласно техническому заданию были отобраны пробы пластовой воды из наблюдательных скважин №№42, 53 и с РВС №1 м. Комсомольское.

Проведены лабораторные исследования по физико-химическому составу вод, определению совместимости воды РВС №1 с пластовой водой из скважины № 42 оборудованной на основной эксплуатационный объект утилизации.

 КМГ <small>ИНЖИНИРИНГ</small>	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
О-Л1.02.2303- 08/2(9)/1- 16.09.2025	ОТЧЕТ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ, ОПРЕДЕЛЕНИЮ КАРБОНАТНОЙ, СУЛЬФАТНОЙ СТАБИЛЬНОСТИ И СОВМЕСТИМОСТИ ВОД МЕСТОРОЖДЕНИЯ КОМСОМОЛЬСКОЕ НГДУ «ДОССОРМУНАЙГАЗ» (№ В13–2025)	стр. 4 из 21

СОДЕРЖАНИЕ

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ.....	2
РЕЗЮМЕ ОТЧЕТА.....	3
СОДЕРЖАНИЕ.....	4
СПИСОК ТАБЛИЦ.....	5
СПИСОК АББРЕВИАТУР.....	6
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ.....	6
1. ВВЕДЕНИЕ.....	7
2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ФИЗИКО–ХИМИЧЕСКОГО СОСТАВА ВОД.....	7
3. РЕЗУЛЬТАТЫ ЛАБОРАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ	
СОВМЕСТИМОСТИ ПРОБ ВОД.....	9
4. РАСЧЕТ КАРБОНАТНОЙ СТАБИЛЬНОСТИ И СОВМЕСТИМОСТИ ИСХОДНЫХ	
ВОД.....	10
5. СУЛЬФАТНАЯ СТАБИЛЬНОСТЬ.....	13
6. ОПРЕДЕЛЕНИЕ СУЛЬФАТОВОССТАНАВЛИВАЮЩИХ БАКТЕРИЙ.....	14
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	15
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	16
ПРИЛОЖЕНИЯ.....	17

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
O-LI.02.2303- 08/2(9)/1- 16.09.2025	ОТЧЕТ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ, ОПРЕДЕЛЕНИЮ КАРБОНАТНОЙ, СУЛЬФАТНОЙ СТАБИЛЬНОСТИ И СОВМЕСТИМОСТИ ВОД МЕСТОРОЖДЕНИЯ КОМСОМОЛЬСКОЕ НГДУ «ДОССОРМУНАЙГАЗ» (№ В13–2025)	стр. 5 из 21

СПИСОК ТАБЛИЦ

Табл. 2.1. Физико-химический состав исследуемых вод	8
Табл. 3.1. Результаты определения количества осадка в смесях вод	10
Табл. 4.1. Расчет стабильности воды с РВС № 1 по карбонату кальция	11
Табл. 4.2. Расчет стабильности воды из скважины № 42 по карбонату кальция...	12
Табл. 4.3. Карбонатная стабильность исходных вод	12
Табл. 4.4. Карбонатная совместимость смесей вод	12
Табл. 5.1. Сульфатная стабильность пробы воды с РВС, смесей вод	13
Табл. 6.1. Результаты исследований отобранных проб воды на наличие СВБ	14

СПИСОК РИСУНКОВ

Рис. 3.1. Смесей после перемешивания	10
--	----

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
O-LI.02.2303- 08/2(9)/1- 16.09.2025	ОТЧЕТ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ, ОПРЕДЕЛЕНИЮ КАРБОНАТНОЙ, СУЛЬФАТНОЙ СТАБИЛЬНОСТИ И СОВМЕСТИМОСТИ ВОД МЕСТОРОЖДЕНИЯ КОМСОМЛЬСКОЕ НГДУ «ДОССОРМУНАЙГАЗ» (№ В13–2025)	стр. 6 из 21

СПИСОК АББРЕВИАТУР

Аббревиатура	Значение аббревиатуры
АО	Акционерное общество
ГОСТ	Государственный стандарт
КМГ	КазМунайГаз
ЛИНГиВ	Лаборатория исследований нефти, газа и воды
ЛПХ	Лаборатория промышленной химии
ЛЭИИМ	Лаборатория экологических исследований и мониторинга
НГДУ	Нефтегазодобывающее управление
РВС	Резервуар вертикальный стальной
РК	Республика Казахстан
СТ РК	Стандарты Республики Казахстан
ТОО	Товарищество с ограниченной ответственностью
ЭМГ	Эмбаунайгаз

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

Сокращение	Значение
°С	градус Цельсия
г.	год
г/см ³	грамм на сантиметр кубический
ед.	единица
м.	месторождение
мг/дм ³	миллиграмм на дециметр кубический
скв.	скважина
мм ² /сек	квадратные миллиметры на секунды

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
O-LI.02.2303-08/2(9)/1-16.09.2025	ОТЧЕТ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ, ОПРЕДЕЛЕНИЮ КАРБОНАТНОЙ, СУЛЬФАТНОЙ СТАБИЛЬНОСТИ И СОВМЕСТИМОСТИ ВОД МЕСТОРОЖДЕНИЯ КОМСОМОЛЬСКОЕ НГДУ «ДОССОРМУНАЙГАЗ» (№ В13-2025)	стр. 7 из 21

1. ВВЕДЕНИЕ

Для предварительного прогноза возможных осложнений при утилизации (закачки) попутно-добываемых вод, контроля над геохимическим равновесием между пластовыми и закачиваемыми попутно-добываемыми водами, а также выработки технологических мероприятий по предупреждению отложения солей, необходима количественная оценка степени перенасыщения, имеющих на месторождении пластовых, попутно-добываемых вод карбонатом кальция.

Опытным путем, исходные воды смешивают в требуемых соотношениях в лабораторных условиях и определяют количество выпавшего осадка. Расчетное определение совместимости по степени перенасыщенности воды карбонатом кальция наиболее часто производят методом, основанным на исследовании известного уравнения Дебая-Гюккеля, учитывающего ионные силы составляющих компонентов выпадающей соли.

Целью данной работы является определение опытным и расчетным путем пригодности применения воды, отобранной с РВС №1 с пластовой водой из скважины №42 месторождения Комсомольское.

В отчете рассмотрены и обобщены результаты проведенных физико-химических анализов проб пластовых вод месторождения Комсомольское. Произведена оценка карбонатной и сульфатной стабильности и совместимости вод, как опытным, так и расчетным методом.

2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКОГО СОСТАВА ВОД

Для проведения физико-химического анализа и приготовления смесей с целью оценки совместимости вод в лабораторию исследования нефти, газа и воды, аккредитованной на техническую компетентность, аттестат аккредитации зарегистрирован в реестре субъектов аккредитации от 27.08.2021 г. поступили пробы вод, отобранные со следующих объектов месторождения Комсомольское:

- Скважина № 42 (наблюдательная), горизонт – неокомский;
- Скважина № 53 (наблюдательная), горизонт – альб-сеноманский;
- РВС №1.

Результаты физико-химических показателей проб вод приведены в табл.

3.1.

Физические свойства характеризуются плотностью и соленостью в градусах Боме, содержанием взвешенных веществ [1].

Данные анализа химических свойств воды включают такие параметры, как водородный показатель pH, общую жесткость, концентрацию сероводорода, сумму анионов и катионов [1, 3, 7].

Анионы представлены результатами определения гидрокарбонатов, хлоридов, сульфатов, иодидов, бромидов [1, 4, 5].

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
	O-LI.02.2303-08/2(9)/1-16.09.2025	ОТЧЕТ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ, ОПРЕДЕЛЕНИЮ КАРБОНАТНОЙ, СУЛЬФАТНОЙ СТАБИЛЬНОСТИ И СОВМЕСТИМОСТИ ВОД МЕСТОРОЖДЕНИЯ КОМСОМОЛЬСКОЕ НГДУ «ДОССОРМУНАЙГАЗ» (№ В13–2025)

Катионы характеризуются содержанием кальция, магния, расчетной суммой (натрий + калий) по разности, концентрацией окисного и закисного железа [1, 2, 7].

Химический состав пластовой воды определяется с помощью титриметрических и весовых методов. Водородный показатель (рН) пластовой воды определяется на комбинированном измерителе «Seven Multi».

Табл. 2.1. Физико-химический состав исследуемых вод

№№ п/п	Параметры	Ед. изм.	м. Комсомольское		
			скв. № 53	скв. № 42	РВС №1
			16.07.2025 г	18.08.2025 г	
1	рН	ед. рН	6,84	6,08	6,20
2	Плотность при 20°C	г/см ³	1,0899	1,1460	1,1460
3	Кинематическая вязкость при 20° С*	мм ² /сек	1,13	1,44	1,44
4	Взвешенные вещества	мг/дм ³	279,34	25,00	37,00
5	Кальций		1 953,90	3 857,70	3 807,60
6	Магний		2 568,80	1 915,20	1 991,20
7	Натрий*, калий*		34 834,65	78 945,20	78 877,12
8	Хлориды		61 727,31	134 038,45	134 038,45
9	Сульфаты		3 899,0	менее 9,00	35,50
10	Гидрокарбонаты	57,95	85,40	88,45	
11	Общая жесткость	ммоль/дм ³	308,75	350,00	353,75
12	Общая минерализация	мг/дм ³	105 041,61	218 839,95	218 836,32
13	Железо Fe ³⁺		7,70	14,84	16,94
14	Железо Fe ²⁺		3,78	22,68	5,04
15	Йод J ₂		2,96	3,38	3,81
16	Бром Br ₂		105,21	149,76	151,89
17	Сероводород H ₂ S		1,52	3,00	1,14
18	Растворенный кислород		2,31	1,77	3,44
19	Нефтепродукты		0,76	1,30	0,25
20	Фенолы		0,018	0,003	0,001
21	Тип воды по Сулину			хлоридно-кальциевый	

*- данный параметр не входит в область аккредитации

Минерализация воды наблюдательной скважины №53 составила 105 041,61 мг/дм³.

В данном образце воды обнаружено значительное содержание сульфатов - 3 899,00 мг/дм³.

Воды, отобранные с наблюдательной скважины №42 и с РВС №1, схожи по физико-химическому составу. Плотность вод идентична – 1,1460 г/см³, минерализация вод 218 839,95 и 218 836,32 мг/дм³ соответственно.

Содержание закисного железа в исследуемых водах варьирует от 3,78 до 22,68 мг/дм³, окисного от 7,70 до 16,94 мг/дм³. Микрокомпоненты обнаружены в

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
О-Л1.02.2303-08/2(9)1-16.09.2025	ОТЧЕТ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ, ОПРЕДЕЛЕНИЮ КАРБОНАТНОЙ, СУЛЬФАТНОЙ СТАБИЛЬНОСТИ И СОВМЕСТИМОСТИ ВОД МЕСТОРОЖДЕНИЯ КОМСОМОЛЬСКОЕ НГДУ «ДОССОРМУНАЙГАЗ» (№ В13-2025)	стр. 9 из 21

концентрации: иодиды от 2,96 до 3,81 мг/дм³, бромиды от 105,21 до 151,89 мг/дм³. Взвешенные вещества составили от 25,00 мг/дм³ (скв. №42) до 279,34 мг/дм³ (скв. №53).

Общая жёсткость проб вод варьирует от 308,75 до 353,75 ммоль/дм³, что характеризует образцы как очень жёсткие. Полученный водородный показатель в пределе от 6,08 до 6,84 ед. рН характеризует среды вод как слабокислые.

Массовая концентрация сероводорода составила от 1,14 мг/дм³ в пробе с РВС №1 до 3,00 мг/дм³ в образце из скв. №42.

По степени минерализации подземных вод, исследуемые образцы, отобранные на м. Комсомольское, классифицируют как рассолы средние (скв. № 53) и крепкие (скв. № 42; РВС № 1) хлоридно-кальциевого типа.

3. РЕЗУЛЬТАТЫ ЛАБОРАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ СОВМЕСТИМОСТИ ПРОБ ВОД.

Исследование совместимости в лабораторных условиях заключается в смешении исходных вод в заданных соотношениях, выдержки определенного времени для реагирования и определении веса выделившегося осадка [6].

Для приготовления смесей исходные воды предварительно фильтруются через фильтр «синяя лента», чтобы избежать влияния на вес осадка посторонних веществ.

Для определения совместимости были исследованы исходные воды, отобранные с РВС №1 и из скв. №42, а также приготовленные смеси из них в следующих пропорциях: 80:20; 60:40; 50:50; 40:60; 20:80. Образцы перемешивали в течение 8 (восьми) часов при температуре 36°С.

Образующийся после перемешивания осадок (при его наличии), отфильтровывают через доведенный до постоянного веса бумажный фильтр «синяя лента», промывают горячей дистиллированной водой и высушивают при температуре 110°С. Далее фильтр с осадком взвешивают на аналитических весах. По разности веса осадка с фильтром и фильтра без осадка определяют вес выделившегося осадка.

Проделанные лабораторные работы показали наличие осадка оранжево-коричневатого оттенка во всех смесях вод и в исходных водах. Смеси с осадком после перемешивания отображены на рис.3.1. Наибольшее количество осадка наблюдается в смеси 20:80 – 43,50 мг/дм³, наименьшее в смеси 80:20 – 18,00 мг/дм³. В исходных водах с РВС №1 и скв. №42 количество осадка составило 13,00 и 52,00 мг/дм³ соответственно.

На следующем этапе проводилось исследование состава осадка приготовлением азотнокислых вытяжек. В полученных вытяжках определяли содержание кальция и железа. Кальций не обнаружен. По полученным результатам определения закисного железа произведён расчёт содержания

 КМГ КОМСОМОЛЬСКОЕ НЕФТЯНО-ГАЗОВОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
	O-LI.02.2303-08/2(9)/1-16.09.2025	ОТЧЕТ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ, ОПРЕДЕЛЕНИЮ КАРБОНАТНОЙ, СУЛЬФАТНОЙ СТАБИЛЬНОСТИ И СОВМЕСТИМОСТИ ВОД МЕСТОРОЖДЕНИЯ КОМСОМОЛЬСКОЕ НГДУ «ДОССОРМУНАЙГАЗ» (№ В13-2025)

оксида железа в исходных водах и в смесях. Исходя из полученных данных, можно сделать вывод, что осадок состоит из оксида железа.

Табл. 3.1. Результаты определения количества осадка в смесях вод

Соотношение вод, %		Количество осадка, мг/дм ³ При t=38°C	Хим. состав осадка, мг/дм ³	
РВС №1	скв. №42		Fe ₂ O ₃	CaCO ₃
100	0	13,00	12,78	не обнаружено
80	20	18,00	17,89	не обнаружено
60	40	22,00	21,90	не обнаружено
50	50	30,00	28,78	не обнаружено
40	60	35,00	33,78	не обнаружено
20	80	43,50	42,54	не обнаружено
0	100	52,00	51,30	не обнаружено



Рис. 3.1. Смеси после перемешивания

4. РАСЧЕТ КАРБОНАТНОЙ СТАБИЛЬНОСТИ И СОВМЕСТИМОСТИ ИСХОДНЫХ ВОД.

Карбонатная стабильность является одним из основных критериев оценки пригодности воды для заводнения нефтяных пластов, поскольку в процессах солеобразования нерастворимых солей карбонаты занимают первое место. Расчет стабильности пластовых вод проводился по методике [6]. По величинам полученных компонентов физико-химических составов проб вод произведены расчеты стабильности исходных вод и их совместимость в смесях между собой.

Расчет и анализ стабильности исходных вод, и их совместимость между собой по химическим составам, определенным в лабораторных условиях, позволили оценить процесс солевываждения.

Абсолютное пересыщение (А) воды карбонатом кальция $C^A_{CaCO_3}$ это максимальное количество карбоната кальция, выпадающее из нестабильной воды при атмосферном давлении без контакта с воздухом, при температуре не более 30°C. Для пробы воды, отобранной с РВС №1 месторождения Комсомольское,

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
	ОТЧЕТ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ, ОПРЕДЕЛЕНИЮ КАРБОНАТНОЙ, СУЛЬФАТНОЙ СТАБИЛЬНОСТИ И СОВМЕСТИМОСТИ ВОД МЕСТОРОЖДЕНИЯ КОМСОМОЛЬСКОЕ НГДУ «ДОССОРМУНАЙГАЗ» (№ В13-2025)	стр. 11 из 21

величина $C^A_{CaCO_3}$ составляет минус 0,93 мг/дм³, для пробы воды скважины №42 величина $C^A_{CaCO_3}$ равна минус 5,59 мг/дм³.

Величина $C^A_{CaCO_3}$ сравнивается с нормами качества воды, установленными для заводнения конкретных нефтяных залежей или технологических процессов. Если эта величина ниже установленных норм, т.е. $A < 0$, то вода считается пригодной для заводнения. В случае, если величина превышает установленные нормы $A > 0$, проводится расчет кинетики выпадения карбоната кальция, при этом задаются временем пребывания воды в системе утилизации воды.

Результаты расчетов приведены в табл. 4.1. – 4.4. где введены следующие обозначения:

Z_i , мг/л	- концентрация ионов
Z_i	- заряд ионов
M_i , а.е.	- молекулярный вес ионов
G_i , мг-экв/л	- концентрация ионов
C_i г-и/л	- концентрация ионов
μ	- ионная сила
an^*	- начальная активная концентрация ионов H^+
$C_{H_2CO_3}$, г-моль/л	- начальная концентрация CO_2
$C_{H_2CO_3}^P$, г-моль/л	- равновесная концентрация CO_2
d , г	- расчетные коэффициенты
$C_{HCO_3^-}$, г-моль/л	- начальная концентрация HCO_3^-
$C_{HCO_3^-}^P$, г-моль/л	- равновесная концентрация HCO_3^-
A_{CaCO_3} , мг/л	- абсолютное пересыщение
K_{CO_2} , d_{pH} , K_a , Y_{H^+} , K_b	- табличные значения

Табл. 4.1. Расчет стабильности воды с РВС № 1 по карбонату кальция

Состав, мг-л	Ca	Mg	Na+K	Cl	SO ₄	HCO ₃	$\Sigma_{ион}$	pH	d_{20} , г/см ³
Z_i мг/дм ³	3808,0	1991,0	78877,0	134036,0	35,00	88,00	218836,0	6,2	1,1460
Z_i	2	2	1	1	2	1	-	-	-
M_i , а.е.	40,08	24,31	23	35,45	96,08	61,02	-	-	-
G_i , мг-экв/л	190,00	163,75	3429,44	3781,00	0,74	1,45	-	-	-
C_i , г-и/л	0,095000	0,081875	3,429440	3,781000	0,000370	0,001450	-	-	-
μ	K_{CO_2}	d_{pH}	$K_a \cdot 10^5$	Y_{H^+}	K_b	d	g	-	-
4,27	771,40	0,16	3,26	3,82	2947	0,007676	0,007676	-	-
$A_{CaCO_3} \cdot 10^{-4}$	$C^*_{CO_2}$ г-моль/л	$C^P_{CO_2}$ г-моль/л	$C^*_{HCO_3^-}$ г-моль/л	$C^P_{HCO_3^-}$ г-моль/л	A_{CaCO_3} мг/дм ³	-	-	-	-
0,437	0,000223	0,000213	0,001564	0,001580	- 0,93	-	-	-	-

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
	О-Л1.02.2303-08/2(9)/1-16.09.2025	ОТЧЕТ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ, ОПРЕДЕЛЕНИЮ КАРБОНАТНОЙ, СУЛЬФАТНОЙ СТАБИЛЬНОСТИ И СОВМЕСТИМОСТИ ВОД МЕСТОРОЖДЕНИЯ КОМСОМОЛЬСКОЕ НГДУ «ДОССОРМУНАЙГАЗ» (№ В13-2025)

Табл. 4.2. Расчет стабильности воды из скважины № 42 по карбонату кальция

Состав, мг-л	Ca	Mg	Na+K	Cl	SO ₄	HCO ₃	Σ _{ан}	pH	d ₂₅ , г/см ³
Zi мг/дм ³	3858,0	1915,0	78945,0	134036,0	0	85,00	218840,0	6,08	1,1460
ZI	2	2	1	1	2	1	—	—	—
Mi, a.e	40,08	24,31	23	35,45	96,08	61,02	—	—	—
Gi, мг-экв/л	192,50	157,50	3432,40	3781,0	0	1,40	—	—	—
Cl, г-м/л	0,09625	0,078750	3,43240	3,78100	0	0,001400	—	—	—
μ	Kco ₂	ΔpH	Ka·10 ⁵	Y _a *	K _b	d	g		
4,27	771,40	0,16	3,28	3,82	2947	659,9354	0,00793	—	—
Ан*10 ⁴	C ^н со ₂ , г-моль/л	C ^р со ₂ , г-моль/л	C ^н нсо ₂ , г-моль/л	C ^р нсо ₂ , г-моль/л	Асасо ₂ , мг/дм ³	—	—	—	—
0,575	0,000283	0,000227	0,001510	0,001620	- 5,59	—	—	—	—

Воды или смеси вод считаются стабильными по карбонату кальция, если выполняются два следующих условия:

1. Начальная концентрация бикарбонатов в воде или смеси не превышает их равновесной концентрации, т.е. $C^H \text{нсо}_2 \leq C^P \text{нсо}_2$
2. Начальная концентрация свободной двуокиси углерода не меньше ее равновесной концентрации, т.е. $C^H \text{со}_2 \geq C^P \text{со}_2$

Табл. 4.3. Карбонатная стабильность исходных вод

№№ п/п	Наименование	Коэффициент пересыщения Асасо ₂ , мг/дм ³	Условия стабильности по бикарбонатам C ^н ≤ C ^р	Условия стабильности по двуокиси углерода C ^н ≥ C ^р	Вывод
1.	РВС №1	- 0,93	0,001564 < 0,001580	0,000223 > 0,000213	стабильна
2.	Скважина №42	- 5,59	0,001510 < 0,001620	0,000283 > 0,000227	стабильна

Табл. 4.4. Карбонатная совместимость смесей вод

Соотношения вод в смеси, %		Коэффициент пересыщения Асасо ₂ , мг/дм ³	Условия стабильности по бикарбонатам C ^н ≤ C ^р	Условия стабильности по двуокиси углерода C ^н ≥ C ^р	Вывод
РВС№1	скв. №42				
80	20	- 1,87	0,001533 < 0,001591	0,000235 > 0,000216	стабильна
60	40	- 2,80	0,001542 < 0,001598	0,000247 > 0,000219	стабильна
50	50	- 3,26	0,001537 < 0,001602	0,000253 > 0,000220	стабильна
40	60	- 3,73	0,001532 < 0,001606	0,000259 > 0,000222	стабильна
20	80	- 4,65	0,001521 < 0,001614	0,000271 > 0,000224	стабильна

Из полученных результатов, отображенных в табл. 4.3; 4.4 видно, что исходные воды, а также все смеси вод стабильны, т.к. условия стабильности

 КМГ <small>ИНЖИНИРИНГ</small>	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
О-Л1.02.2303- 08/2(9)/1- 16.09.2025	ОТЧЕТ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ, ОПРЕДЕЛЕНИЮ КАРБОНАТНОЙ, СУЛЬФАТНОЙ СТАБИЛЬНОСТИ И СОВМЕСТИМОСТИ ВОД МЕСТОРОЖДЕНИЯ КОМСОМОЛЬСКОЕ НГДУ «ДОССОРМУНАЙГАЗ» (№ В13-2025)	стр. 13 из 21

выполняются, данные воды химически совместимы, следовательно, не способны выделять карбонат кальция.

5. СУЛЬФАТНАЯ СТАБИЛЬНОСТЬ

Сульфатная стабильность рассчитывается при наличии достаточного количества сульфатов в воде. Расчет проводится в соответствии с методикой оценки склонности нефтепромысловых вод к выделению твердых взвесей [6]. По данной методике вычисляются коэффициент пересыщения по концентрации ионов и коэффициентам их активностей с учетом произведения растворимости.

В случае если коэффициент пересыщения $S > 1$, вода считается не стабильной и склонной к выделению гипса CaSO_4 . Если же коэффициент пересыщения $S < 1$, то вода считается стабильной и не склонной к выделению гипса.

В пробе воды, отобранной из скв. №42 сульфаты составили менее $9,00 \text{ мг/дм}^3$, расчёт произведён для смесей вод и пробы воды с РВС №1.

Результаты расчёта сульфатной стабильности представлены в табл. 5.1.

Табл. 5.1. Сульфатная стабильность пробы воды с РВС, смесей вод

№№ п/п	Соотношения вод, %		Коэффициент пересыщения S	Вывод
	РВС №1	скв. №42		
1	100:0		$0,05 < 1$	стабильна
2	80:20		$0,04 < 1$	стабильна
3	60:40		$0,03 < 1$	стабильна
4	40:60		$0,02 < 1$	стабильна
5	20:80		$0,01 < 1$	стабильна

Теоретическая оценка по результатам приведённых в табл. 5.1. расчётов показала, что исходная проба воды с РВС №1 и все смеси вод стабильны и, следовательно, не способны выделять сульфат кальция.

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
O-LL02.2303-08/2(9)/1-16.09.2025	ОТЧЕТ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ, ОПРЕДЕЛЕНИЮ КАРБОНАТНОЙ, СУЛЬФАТНОЙ СТАБИЛЬНОСТИ И СОВМЕСТИМОСТИ ВОД МЕСТОРОЖДЕНИЯ КОМСОМОЛЬСКОЕ НГДУ «ДОССОРМУНАЙГАЗ» (№ В13–2025)	стр. 14 из 21

6. ОПРЕДЕЛЕНИЕ СУЛЬФАТОВОССТАНАВЛИВАЮЩИХ БАКТЕРИЙ

Определение количества клеток бактерий проводилось согласно МВИ №06-2021 «Порядок проведения контроля микробиологической зараженности промышленных вод и оценка бактерицидного действия химических реагентов-бактерицидов». Количественную оценку наличия бактерий проводили методом предельных разведений. Присутствие СВБ устанавливали по развитию процесса сульфатредукции в зараженной среде по выпадению черного осадка - сульфида железа. Разведения и бактериологический посев производили в питательной среде Постгейта.

Предельные разведения исследуемых образцов получили путем последовательных десятикратных разведений. Для этого, стерильным шприцем отбирали 1 мл исследуемой пробы и вносили во флакон № 1 с питательной средой Постгейта С. Содержимое перемешивали и стерильным шприцем отбирали 1 мл жидкости из флакона № 1 и вносили во флакон № 2 – получили первое разведение (1:10). Таким же образом готовили и последующие разведения.

Для съема накопительной культуры СВБ в объеме 1 мл были отобраны пробы воды с м. Комсомольское по следующим точкам:

1. скв. № 42;
2. скв. № 53;
3. РВС-1.

Результаты испытания предоставлены в табл. 6.1.

Табл. 6.1. Результаты исследований отобранных проб воды на наличие СВБ

№ п/п	Месторождение	Точка отбора	Кол-во СВБ, кл/мл	Примечание
1.	Комсомольское	Скв. №42	10^3	
2.		Скв. №53	10^4	
3.		РВС №1	10	

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
O-LI.02.2303-08/2(9)/1-16.09.2025	ОТЧЕТ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ, ОПРЕДЕЛЕНИЮ КАРБОНАТНОЙ, СУЛЬФАТНОЙ СТАБИЛЬНОСТИ И СОВМЕСТИМОСТИ ВОД МЕСТОРОЖДЕНИЯ КОМСОМОЛЬСКОЕ НГДУ «ДОССОРМУНАЙГАЗ» (№ В13-2025)	стр. 15 из 21

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проведено физико-химическое исследование проб вод наблюдательных скважин №№42, 53 и пробы воды с РВС №1, отобранных на м. Комсомольское. Данные воды очень жесткие, слабокислые. По степени минерализации подземных вод предоставленные образцы относят к рассолам средним (скв. №53) и крепким (скв. №42; РВС №1) хлоридно-кальциевого типа.

По результатам исследований и расчетным данным установлено, что смешение воды с РВС №1 с водой скважины №42 в разных пропорциях не привело к образованию солей карбоната кальция, в следствии химической совместимости.

Следует также отметить, что проба воды с РВС №1 и все смеси вод, по теоретической оценке, стабильны по сульфату кальция, следовательно, не склонны к выпадению гипса.

Данные получены при смешении вод в поверхностных условиях и дают ориентировочную оценку прогноза солевых выпадения, что лишь приблизительно отражает состояние водных систем в пласте.

Для определения численности планктонных форм СВБ на месторождении Комсомольское было отобрано 3 пробы воды.

Численность планктонной формы СВБ осуществлялось предельным разведением (культивирование до 10^6) на питательной среде «Постгейт» с учетом минерализации вод 50 000 TDS, результаты представлены в табл. 6.1.

По результатам лабораторных исследований установлено, что численность планктонной формы СВБ достигает 10^2 , 10^4 и 10 кл/мл в пробах со скв. № 42, № 53 и с РВС №1 (4000 м^3) соответственно.

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
О-Л1.02.2303- 08/2(9)/1- 16.09.2025	ОТЧЕТ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ, ОПРЕДЕЛЕНИЮ КАРБОНАТНОЙ, СУЛЬФАТНОЙ СТАБИЛЬНОСТИ И СОВМЕСТИМОСТИ ВОД МЕСТОРОЖДЕНИЯ КОМСОМОЛЬСКОЕ НГДУ «ДОССОРМУНАЙГАЗ» (№ В13-2025)	стр. 16 из 21

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Установки дистилляционные опреснительные стационарные. Метод химического анализа соленых вод. ГОСТ 26449.1-85, Россия г. Москва 1985 г.
2. Воды минеральные, питьевые, лечебно-столовые и природные столовые. Методы определения железа. ГОСТ 23268.11-78, Россия г. Москва 1978 г.
3. Установки дистилляционные опреснительные стационарные. Метод химического анализа соленых вод и дистиллята на содержание газов. ГОСТ 26449.3-85, Россия г. Москва 1985 г.
4. Воды минеральные, питьевые, лечебно-столовые и природные столовые. Методы определения йодид-ионов. ГОСТ 23268.16-78, Россия г. Москва 1978 г.
5. Воды минеральные, питьевые, лечебно-столовые и природные столовые. Методы определения бромид-ионов. ГОСТ 23268.15-78, Россия г. Москва 1978 г.
6. Методика выполнения измерений определения карбонатной и сульфатной стабильности и совместимости вод. МВИ 1 №01-2020, Казахстан г. Атырау 2020 г.
7. Методика выполнения измерений. Определение суммарной молярной (массовой) концентрации ионов натрия и калия расчётным методом, суммарной массовой концентрации ионов (кальция, магния, гидрокарбонатов, сульфатов, хлоридов) в пластовых водах. МВИ 1 №03-2022, Казахстан г. Атырау 2022 г.
8. Определение содержания нефтепродуктов флуориметрическим методом. СТ РК 2328-2013, Казахстан г. Астана 2013 г.
9. Определение содержания фенолов флуориметрическим методом. СТ РК 2359-2013, Казахстан г. Астана 2013 г.

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
O-LI.02.2303- 08/2(9)/1- 16.09.2025	ОТЧЕТ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ, ОПРЕДЕЛЕНИЮ КАРБОНАТНОЙ, СУЛЬФАТНОЙ СТАБИЛЬНОСТИ И СОВМЕСТИМОСТИ ВОД МЕСТОРОЖДЕНИЯ КОМСОМОЛЬСКОЕ НГДУ «ДОССОРМУНАЙГАЗ» (№ В13-2025)	стр. 17 из 21

ПРИЛОЖЕНИЯ

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
	O-LI.02.2303-08/2(9)/1-16.09.2025	ОТЧЕТ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ, ОПРЕДЕЛЕНИЮ КАРБОНАТНОЙ, СУЛЬФАТНОЙ СТАБИЛЬНОСТИ И СОВМЕСТИМОСТИ ВОД МЕСТОРОЖДЕНИЯ КОМСОМОЛЬСКОЕ НГДУ «ДОССОРМУНАЙГАЗ» (№ В13-2025)

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

Акт отбора проб



Атырауский филиал
ТОО «КМГ Инжиниринг»

Лаборатория исследований нефти, газа и воды
г. Атырау м/р. Нурсей, пр. Ел орда, 10

дата отбора: 18.08.2025г
вр смя отбор: 15:00

**АКТ
отбора проб**

1. Заказчик, адрес: АО «Эмбаунайгаз», г. Атырау, ул. Вулканова, д. 1.

2. Место отбора: НГДУ «Доссормунайгаз», м/р. Комсомольское, ППН Алтыкуль

ИД на отбор проб	СТ РК 51592-03 (вода), ГОСТ 2517-2012 (нефть), ГОСТ 31370-08 (газ) Пробоотборник ПГО-400			
Наименование продукции	Точка отбора	Горизонт	Интервал перфорации, м	Количество проб
Вода	Набл. скв. №42	гс	---	2
Вода	Набл. скв. №53	а/б-сеп	---	2
Вода	РВС №1	---	---	2

Представитель филиала
ТОО «КМГ Инжиниринг»:
Инженер ЛИНГИВ

Мурятов Н.Ш.

Представитель Заказчика:
НГДУ «Доссормунайгаз»
Зам. начальника ЦИР

Адилгалиев С.Т.

КОНЕЦ ДОКУМЕНТА

Акт отбора распространяется только на представленные образцы

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
	O-LI.02.2303-08/2(9)/1-16.09.2025	ОТЧЕТ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ, ОПРЕДЕЛЕНИЮ КАРБОНАТНОЙ, СУЛЬФАТНОЙ СТАБИЛЬНОСТИ И СОВМЕСТИМОСТИ ВОД МЕСТОРОЖДЕНИЯ КОМСОМОЛЬСКОЕ НГДУ «ДОССОРМУНАЙГАЗ» (№ В13-2025)

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

Акт отбора проб



Атырауский филиал
ТОО «КМГ Инжиниринг»

«03ДП5-004/2303-503»

Лаборатория исследований нефти, газа и воды
г. Атырау, пер. Ибрагимов пр. Фл. этаж 10

дата отбора: 16.07.2025
время отбора: 16:00

АКТ
отбора проб

- Заказчик, адрес: АО «ЭмбаМунайГаз», г. Атырау, ул. Валиханова, д. 1.
- Место отбора: ЦДУ «Доссормунайгаз», м/р. Комсомолск

ИД на отбор проб	СТ РК 51592-03 (вода) ГОСТ 2517.2012 (нефть) ГОСТ 31370-08 (газ) Пробоотборник – МКБ-300, ПГО-400			
Наименование продукции	Точка отбора	Горизонт	Интервал перфорации, м	Количество проб
Вода	Секция Наблюдательная	-----	-----	1 шт

Представитель филиала
ТОО «КМГ Инжиниринг»:
Старший инженер ЛИНГ и В

 Абдиев Г. Р.

Представитель Заказчика:
Оператор ЦДП

 Минарбек Е.

Зам. начальника ЦДП

 Адилгалиев С. Т.

КОПИИ ДОКУМЕНТА

Акт отбора распространяется только на представленные образцы.

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
	О-Л.02.2303-08/2(9)/1-16.09.2025	ОТЧЕТ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ, ОПРЕДЕЛЕНИЮ КАРБОНАТНОЙ, СУЛЬФАТНОЙ СТАБИЛЬНОСТИ И СОВМЕСТИМОСТИ ВОД МЕСТОРОЖДЕНИЯ КОМСОМОЛЬСКОЕ НГДУ «ДОССОРМУНАЙГАЗ» (№ В13-2025)

ПРИЛОЖЕНИЕ 3

Протокол испытаний



KZ.T.06.E0524
TESTING

Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг»
Испытательный центр
Лаборатория экологических исследований и мониторинга
город Атырау, микрорайон Нурсақ
проспект Елорда, строение 10
Аттестат аккредитации №КЗТ 06 Е0524 от 27.08.2021 г.

№ ДЛ023(2308)-2024

ПРОТОКОЛ ИСПЫТАНИЙ № В-149/1-2
от «26» августа 2025 г.

Акт отбора проб (дата): 18.08.2025 г.
Дата отбора пробы: 18.08.2025 г.
Заказчик, адрес: АО «Эмбаунайгаз», г. Атырау, ул. Валиханова 1
Наименование продукции: вода
НД на продукцию: не нормируется
Место отбора проб: НГДУ «Доссормунайгаз, м/е Комсомольск
Дата и время поступления пробы: 25.08.2025 г. 09:00 час Дата анализа: 26.08.2025 г.
Условия проведения испытаний: температура воздуха: +24,2°С, влажность воздуха: 40,5%,
атмосферное давление: 759,9 мм рт.ст.

Наименование показателей	НД на метод испытания	Ед. изм.	Идентификационный номер пробы	
			Наименование точки отбора	Наименование точки отбора
			В-149/1	В-148/2
			сква. № 42	ППН «Алтыкуль» РВС № 1
			Фактическое значение	
Фенол	СТ РК 2326-2013	мг/дм ³	0,003	0,001
Массовая концентрация нефтепродуктов	СТ РК 2326-2013	мг/дм ³	1,30	0,25

Исполнитель:
инженер

Проверил:
заведующий ЛЗИИМ



Базаркулова Г. С.

Женкалиева Н. И.

Конец документа

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
	О-Л1.02.2303-08/2(9)/1-16.09.2025	ОТЧЕТ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ, ОПРЕДЕЛЕНИЮ КАРБОНАТНОЙ, СУЛЬФАТНОЙ СТАБИЛЬНОСТИ И СОВМЕСТИМОСТИ ВОД МЕСТОРОЖДЕНИЯ КОМСОМОЛЬСКОЕ НГДУ «ДОССОРМУНАЙГАЗ» (№ В13-2025)

ПРИЛОЖЕНИЕ 4

Протокол испытаний



Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг»
Испытательный центр
Лаборатория экологических исследований и мониторинга
город Атырау, микрорайон Нурсал,
проспект Елорда, строение 10
Аттестат (акредитация) №КЗ.Т.06.Е0524 от 27.08.2021 г.

001 ДП2023(2306)-2024

ПРОТОКОЛ ИСПЫТАНИЙ № В-119/1
от «22» июля 2025 г.

Акт отбора проб (дата): 16.07.2025 г. (предоставлен заказчиком)
Дата отбора проб: 16.07.2025 г.
Заказчик, адрес: АО «Эмбаунайгаз», г.Атырау, ул. Валиханова 1
Наименование продукции: вода
НД на продукцию: не нормируется
Место отбора проб: НГДУ «Доссормунайгаз», м/е Комсомольск
Дата и время поступления пробы: 21.07.2025 г. 09.05 час. Дата анализа: 21.07.2025 г.
Условия проведения испытаний: температура воздуха: +23,7°С, влажность воздуха: 38,9 %, атмосферное давление: 756,3 мм рт.ст.

Наименование показателей	НД на метод испытания	Ед. изм.	Идентификационный номер пробы.
			Наименование точки отбора
			В-119/1
			скв № 53
			Фактические значения
Массовая концентрация нефтепродуктов	СТ РК 2328-2013	мг/дм ³	0,76
Фенол	СТ РК 2359-2013	мг/дм ³	0,018

Исполнитель:
инженер



Туртали З.Ө.

Проверил:
заведующая ЛЭИИ

Кенжалиева Н.И.



KZ.T.06.E0524
TESTING

Ф01ДП2/023(2303)-2024

Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг»
Испытательный центр
Лаборатория исследований нефти, газа и воды
город Атырау, микрорайон Нурсая, проспект Елорда, строение 10
Аттестат аккредитации №KZ.T.06.E0524 от 27.08.2021 г

ПРОТОКОЛ ИСПЫТАНИЙ №В – 101
от 23.07.2025 г

всего листов 1
лист 1

Акт отбора пробы (дата): 16.07.2025 г

Заказчик, адрес: АО «Эмбаунайгаз» г. Атырау, улица Валиханова, 1

Наименование продукции: вода НД на продукцию: СТ РК 1662-2007

Место отбора: м. Комсомольское НГДУ «Доссормунайгаз»

Точка отбора: скв. №53 (наблюдательная)

Дата отбора: 16.07.2025 г Дата поступления: 17.07.2025 г Дата анализа: 17-18.07.2025 г

Условия окр. среды: температура 24,8 °С влажность 37,8 % давление 101,8 кПа

температура 24,6°С влажность 36,0 % давление 101,2 кПа

№	Параметры	Единицы измерений	Результаты	НД на методы измерений
1	Гидрокарбонаты	мг/дм ³	57,95	ГОСТ 26449.1-85
2	Хлориды	мг/дм ³	61 727,31	ГОСТ 26449.1-85 п.9.2
3	Сульфаты	мг/дм ³	3 899,00	ГОСТ 26449.1-85 п.13
4	(Натрий + калий)*	мг/дм ³	34 834,65	МВИ 1 №3-2022
5	Кальций	мг/дм ³	1 953,90	ГОСТ 26449.1-85 п.11
6	Магний	мг/дм ³	2 568,80	ГОСТ 26449.1-85 п.12
7	Общая минерализация	мг/дм ³	105 041,61	МВИ 1 №3-2022
8	Железо Fe ³⁺	мг/дм ³	7,70	ГОСТ 23268.11-78
9	Железо Fe ²⁺	мг/дм ³	3,78	ГОСТ 23268.11-78
10	Йод I ₂	мг/дм ³	2,96	ГОСТ 23268.16-78
11	Бром Br ₂	мг/дм ³	105,21	ГОСТ 23268.15-78
12	Общая жёсткость	ммоль/дм ³	308,75	ГОСТ 26449.1-85 п.10
13	Сероводород	мг/дм ³	1,52	ГОСТ 26449.3-85 п.3
14	Взвешенные вещества	мг/дм ³	279,34	ГОСТ 26449.1-85 п.2.3
15	Плотность	г/см ³	1,0699	ГОСТ 18995.1-73
16	Водородный показатель (pH)	ед. pH	6,84	ГОСТ 26449.1-85 п.4

Исполнитель:

Старший инженер

А.Л. Сидалиева

Проверил:

Заведующий ЛИНГВ

А.К. Таубаев

Конец документа

Результаты испытаний распространяются только на представленный образец
Перепечатка протокола без разрешения Атырауского филиала ТОО «КМГ Инжиниринг» запрещена



KZ.T.06.E0524
TESTING

Ф01ДП2/023(2303)-2024

Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг»
Испытательный центр
Лаборатория исследований нефти, газа и воды
город Атырау, микрорайон Нурсая, проспект Елорда, строение 10
Аттестат аккредитации №KZ.T.06.E0524 от 27.08.2021 г

ПРОТОКОЛ ИСПЫТАНИЙ №В – 120
от 26.08.2025 г

всего листов 1
лист 1

Акт отбора пробы (дата): 18.08.2025 г
Заказчик, адрес: АО «Эмбаунагаз» г. Атырау, улица Валиханова, 1
Наименование продукции: вода НД на продукцию: СТ РК 1662-2007
Место отбора: м. Комсомольское ППН Алтыкуль НГДУ «Доссормунагаз»
Точка отбора: скв. №42 (наблюдательная)
Дата отбора: 18.08.2025 г Дата поступления: 19.08.2025 г Дата анализа: 19-20.08.2025 г
Условия окр. среды: температура 24,9 °С влажность 53,3 % давление 101,1 кПа
температура 24,8°С влажность 51,7 % давление 101,3 кПа

№	Параметры	Единицы измерений	Результаты	НД на методы измерений
1	Гидрокарбонаты	мг/дм ³	85,40	ГОСТ 26449.1-85
2	Хлориды	мг/дм ³	134 036,45	ГОСТ 26449.1-85 п.9.2
3	Сульфаты	мг/дм ³	менее 9,00	ГОСТ 26449.1-85 п.13
4	(Натрий + калий)*	мг/дм ³	78 945,20	МВИ 1 №3-2022
5	Кальций	мг/дм ³	3 857,70	ГОСТ 26449.1-85 п.11
6	Магний	мг/дм ³	1 915,20	ГОСТ 26449.1-85 п.12
7	Общая минерализация	мг/дм ³	218 839,95	МВИ 1 №3-2022
8	Железо Fe ³⁺	мг/дм ³	14,84	ГОСТ 23268.11-78
9	Железо Fe ²⁺	мг/дм ³	22,68	ГОСТ 23268.11-78
10	Йод I ₂	мг/дм ³	3,38	ГОСТ 23268.16-78
11	Бром Br ₂	мг/дм ³	149,76	ГОСТ 23268.15-78
12	Общая жёсткость	ммоль/дм ³	350,00	ГОСТ 26449.1-85 п.10
13	Сероводород	мг/дм ³	3,00	ГОСТ 26449.3-85 п.3
14	Взвешенные вещества	мг/дм ³	25,00	ГОСТ 26449.1-85 п.2.3
15	Плотность	г/см ³	1,1460	ГОСТ 18995.1-73
16	Водородный показатель (рН)	ед. рН	6,08	ГОСТ 26449.1-85 п.4

Исполнитель:

Старший инженер

Д.Н. Шахшаева

Проверил:

Заведующий ЛИНГВ

А.К. Таубаев



Конец документа



Ф01ДП2/023(2303)-2024

Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг»
Испытательный центр
Лаборатория исследований нефти, газа и воды
город Атырау, микрорайон Нурсая, проспект Елорда, строение 10
Аттестат аккредитации №KZ.T.06.E0524 от 27.08.2021 г

ПРОТОКОЛ ИСПЫТАНИЙ №В – 122
от 26.08.2025 г

всего листов 1
лист 1

Акт отбора пробы (дата): 18.08.2025 г

Заказчик, адрес: АО «Эмбаунайгаз» г. Атырау, улица Валиханова, 1

Наименование продукции: вода НД на продукцию: СТ РК 1662-2007

Место отбора: м. Комсомольское ППН Алтыкуль НГДУ «Доссормунайгаз»

Точка отбора: РВС №1

Дата отбора: 18.08.2025 г Дата поступления: 19.08.2025 г Дата анализа: 19-20.08.2025 г

Условия окр. среды: температура 24,9 °С влажность 53,3 % давление 101,1 кПа

температура 24,8°С влажность 51,7 % давление 101,3 кПа

№	Параметры	Единицы измерений	Результаты	НД на методы измерений
1	Гидрокарбонаты	мг/дм ³	88,45	ГОСТ 26449.1-85
2	Хлориды	мг/дм ³	134 036,45	ГОСТ 26449.1-85 п.9.2
3	Сульфаты	мг/дм ³	35,50	ГОСТ 26449.1-85 п.13
4	(Натрий + калий)*	мг/дм ³	78 877,12	МВИ 1 №3-2022
5	Кальций	мг/дм ³	3 807,60	ГОСТ 26449.1-85 п.11
6	Магний	мг/дм ³	1 991,20	ГОСТ 26449.1-85 п.12
7	Общая минерализация	мг/дм ³	218 836,32	МВИ 1 №3-2022
8	Железо Fe ³⁺	мг/дм ³	16,94	ГОСТ 23268.11-78
9	Железо Fe ²⁺	мг/дм ³	5,04	ГОСТ 23268.11-78
10	Йод I ₂	мг/дм ³	3,81	ГОСТ 23268.16-78
11	Бром Br ₂	мг/дм ³	151,89	ГОСТ 23268.15-78
12	Общая жёсткость	ммоль/дм ³	353,75	ГОСТ 26449.1-85 п.10
13	Сероводород	мг/дм ³	1,14	ГОСТ 26449.3-85 п.3
14	Взвешенные вещества	мг/дм ³	37,00	ГОСТ 26449.1-85 п.2.3
15	Плотность	г/см ³	1,1460	ГОСТ 18995.1-73
16	Водородный показатель (рН)	ед. рН	6,20	ГОСТ 26449.1-85 п.4

Исполнитель:

Ведущий инженер

О. В. Шароварникова

Проверил:

Заведующий ЛИНГВ

А.К. Таубаев



Конец документа

Результаты испытаний распространяются только на представленный образец
Перепечатка протокола без разрешения Атырауского филиала ТОО «КМГ Инжиниринг» запрещена



Ф01ДП2/023(2303)-2024

Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг»
Испытательный центр
Лаборатория исследований нефти, газа и воды
город Атырау, микрорайон Нурсая, проспект Елорда, строение 10
Аттестат аккредитации №KZ.T.06.E0524 от 27.09.2021 г

ПРОТОКОЛ ИСПЫТАНИЙ №В – 138
от 11.09.2025 г

всего листов 1
лист 1

Акт отбора пробы (дата): проба предоставлена Заказчиком
Заказчик, адрес: АО «Эмбаунагаз» г. Атырау, улица Валиханова, 1
Наименование продукции: вода НД на продукцию: СТ РК 1662-2007
Место отбора: ППН м. Комсомольское НГДУ «Доссормунагаз»
Точка отбора: до насоса НБ-125
Дата отбора: - Дата поступления: 03.09.2025 г Дата анализа: 03 - 04.09.2025 г
Условия окр. среды: температура 24,8°С влажность 52,7 % давление 101,5 кПа
температура 24,6°С влажность 53,0 % давление 101,6 кПа

№	Параметры	Единицы измерений	Результаты	НД на методы измерений
1	Гидрокарбонаты	мг/дм ³	91,50	ГОСТ 26449.1-85
2	Хлориды	мг/дм ³	126 981,90	ГОСТ 26449.1-85 п.9.2
3	Сульфаты	мг/дм ³	46,50	ГОСТ 26449.1-85 п.13
4	(Натрий + калий)*	мг/дм ³	74 105,31	МВИ 1 №3-2022
5	Кальций	мг/дм ³	3 757,50	ГОСТ 26449.1-85 п.11
6	Магний	мг/дм ³	2 128,00	ГОСТ 26449.1-85 п.12
7	Общая минерализация	мг/дм ³	207 110,71	МВИ 1 №3-2022
8	Железо Fe ³⁺	мг/дм ³	27,30	ГОСТ 23268.11-78
9	Железо Fe ²⁺	мг/дм ³	4,90	ГОСТ 23268.11-78
10	Йод I ₂	мг/дм ³	3,81	ГОСТ 23268.16-78
11	Бром Br ₂	мг/дм ³	156,14	ГОСТ 23268.15-78
12	Общая жёсткость	ммоль/дм ³	362,50	ГОСТ 26449.1-85 п.10
13	Сухой остаток	мг/дм ³	208 930,00	ГОСТ 26449.1-85 п.3
14	Сероводород	мг/дм ³	менее 0,8	ГОСТ 26449.3-85 п.3
15	Взвешенные вещества	мг/дм ³	285,00	ГОСТ 26449.1-85 п.2.3
16	Плотность	г/см ³	1,1442	ГОСТ 18995.1-73
17	Водородный показатель (рН)	ед. рН	6,45	ГОСТ 26449.1-85 п.4

Исполнитель:

Ведущий инженер

О.В. Шароварникова

Проверил:

Заведующий ЛИНГВ

А.К. Таубаев

Конец документа

Результаты испытаний распространяются только на представленный образец
Перепечатка протокола без разрешения Атырауского филиала ТОО «КМГ Инжиниринг» запрещена

Ф01ДП2/023(2303)-2024



Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг»
Испытательный центр
Лаборатория исследований нефти, газа и воды
город Атырау, микрорайон Нурсая, проспект Елорда, строение 10
Аттестат аккредитации №KZ.T.06.E0524 от 27.08.2021 г

ПРОТОКОЛ ИСПЫТАНИЙ №В – 139
от 11.09.2025 г

всего листов 1
лист 1

Акт отбора пробы (дата): проба предоставлена Заказчиком
Заказчик, адрес: АО «Эмбаунайгаз» г. Атырау, улица Валиханова, 1
Наименование продукции: вода НД на продукцию: СТ РК 1662-2007
Место отбора: ППН Комсомольское НГДУ «Доссормунайгаз»
Точка отбора: на выходе НБ-125
Дата отбора: - Дата поступления: 03.09.2025 г Дата анализа: 03-04.09.2025 г
Условия окр. среды: температура 24,8°C влажность 52,7 % давление 101,5 кПа
температура 24,6 °C влажность 53,0 % давление 101,6 кПа

№	Параметры	Единицы измерений	Результаты	НД на методы измерений
1	Гидрокарбонаты	мг/дм ³	79,30	ГОСТ 26449.1-85
2	Хлориды	мг/дм ³	126 981,90	ГОСТ 26449.1-85 п.9.2
3	Сульфаты	мг/дм ³	54,80	ГОСТ 26449.1-85 п.13
4	(Натрий + калий)*	мг/дм ³	74 334,62	МВИ 1 №3-2022
5	Кальций	мг/дм ³	3 707,40	ГОСТ 26449.1-85 п.11
6	Магний	мг/дм ³	2 036,80	ГОСТ 26449.1-85 п.12
7	Общая минерализация	мг/дм ³	207 194,82	МВИ 1 №3-2022
8	Железо Fe ³⁺	мг/дм ³	7,84	ГОСТ 23268.11-78
9	Железо Fe ²⁺	мг/дм ³	менее 0,50	ГОСТ 23268.11-78
10	Йод I ₂	мг/дм ³	3,38	ГОСТ 23268.16-78
11	Бром Br ₂	мг/дм ³	154,28	ГОСТ 23268.15-78
12	Общая жёсткость	ммоль/дм ³	352,50	ГОСТ 26449.1-85 п.10
13	Сухой остаток	мг/дм ³	208 850,00	ГОСТ 26449.1-85 п.3
14	Сероводород	мг/дм ³	менее 0,80	ГОСТ 26449.3-85 п.3
15	Взвешенные вещества	мг/дм ³	104,67	ГОСТ 26449.1-85 п.2.3
16	Плотность	г/см ³	1,1442	ГОСТ 18995.1-73
17	Водородный показатель (pH)	ед. pH	6,40	ГОСТ 26449.1-85 п.4

Исполнитель:

Старший инженер

Д.Н. Шахшаева

Проверил:

Заведующий ЛИНГВ

А.К. Таубаев



Конец документа

Результаты испытаний распространяются только на представленный образец
Перепечатка протокола без разрешения Атырауского филиала ТОО «КМГ Инжиниринг» запрещена



KZ.T.06.E0524
TESTING

Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг»
Испытательный центр
Лаборатория экологических исследований и
мониторинга
город Атырау, микрорайон Нурсая,
проспект Елорда, строение 10
Аттестат аккредитации №КЗ.Т.06 Е0524 от 27.08 2021 г

Ф01 ДП2/023(2306)-2024

ПРОТОКОЛ ИСПЫТАНИЙ № В-179/1-2
от «10» сентября 2025 г.

Акт отбора проб (дата): предоставлен Заказчиком

Дата отбора пробы: -

Заказчик, адрес: АО «Эмбаунагаз», г. Атырау, ул. Валиханова 1

Наименование продукции: вода

НД на продукцию: не нормируется

Место отбора проб: НГДУ «Доссормунагаз» м/е Комсомольское

Дата и время поступления пробы: 05.09.2025 г, 14:55 час Дата анализа: 08.09.2025 г.

Условия проведения испытаний: температура воздуха: +24,9°C, влажность воздуха: 40,2 %, атмосферное давление: 767,3 мм.рт.ст.

Наименование показателей	НД на метод испытания	Ед. изм.	Идентификационный номер пробы. Наименование точки отбора	
			В-179/1	В-179/2
			до насоса НБ-125	на выходе НБ-125
			Фактическое значение	
Массовая концентрация нефтепродуктов	СТ РК 2328-2013	мг/дм ³	3,27	2,23

Исполнитель:

инженер

Базаркулова Г.С.

Проверил:

заведующая ЛЭИИМ

Кенжалиева Н.И.



Конец документа

