

**Министерство промышленности и строительства Республики Казахстан  
Комитет геологии  
Западно-Казахстанский Межрегиональный Департамент геологии  
«Запказнедра»  
Акционерное общество «Эмбаунайгаз»  
Атырауский филиал Товарищества с ограниченной ответственностью  
«КМГ Инжиниринг»**

УДК 550.622.24  
Государственный регистрационный  
№  
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  
СЕВЕРНЫЙ КОТЫРТАС**

Выполненный АФ ТОО «КМГ Инжиниринг»  
по договору №1132237/2025/1 АТ от 28.07.25г.

**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

### От АФ ТОО «КМГ Инжиниринг»

Руководитель проекта: 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 _____ А.К. Жакупова	(главы 1 - 7) графические, табличные и текстовые приложения)
Инженер управления геологии и геологоразведки _____ А.С. Закенова	(графические приложения)
Эксперт управления геофизики и петрофизики _____ А.И. Абылхаиров	(графические приложения)
Эксперт управления системы сбора, транспортировки и подготовки продукции _____ Р.Х. Муханжанов	(гл.4.2)
Ведущий инженер управления проектирования бурения и ремонта скважин _____ Б.Ф. Сабиров	(гл.4.2)
Начальник управления экологии _____ Г.Х. Исмаганбетова	(гл.7.2)

Нормоконтролер \_\_\_\_\_ Г.К. Мазирова

## **А.К. ЖАКУПОВА И ДР.**

Дополнение к проекту эксплуатации пространства недр для утилизации попутно-добываемых вод, промстоков в районе месторождения Северный Котыртас.

Отчет состоит из Книги и Папки графических приложений.

Книга – текст на 125 л., в т.ч. 27 табл., 12 рис., 2 табл.прил., 14 текст. прил.  
Папка - 14 граф. прил. на 16 л., все – н/с.

Компакт диск – 1 шт.

Атырауский Филиал ТОО «КМГ Инжиниринг», 060011, ул. Елорда, 10а, 2025г. (АО «НГС», г. Астана, АО «Эмбамунайгаз», г. Атырау).

Территория Атырауской области Республики Казахстан в пределах листа L-40.

## **РЕФЕРАТ**

Объект исследования – среднеюрские водоносные коллекторы в районе месторождения Северный Котыртас.

Цель работы – составление дополнения к проекту эксплуатации пространства недр в районе месторождения Северный Котыртас для утилизации попутно-добываемых вод, промстоков с месторождений Молдабек Восточный и Котыртас Северный по результатам эксплуатации полигона.

В работе приведены характеристика объектов утилизации, включающая систему нагнетательных и наблюдательных скважин, характеристика объекта подземного сооружения с описанием юрского резервуара-коллектора, характеристика пластовых вод резервуара, оценка его изоляции и граничные условия. Также приведены основные гидрогеологические параметры по пластам-коллекторам, полученные по результатам опытно-фильтрационных работ, включены мероприятия по выполнению рекомендаций, календарный график закачки сточных вод и комплекс мероприятий по охране недр и окружающей среды.

**Ключевые слова:** *НЕДРА, ЗАХОРОНЕНИЕ, ЗАКАЧКА, ПОПУТНО-ДОБЫВАЕМЫЕ ВОДЫ, ПРОМСТОКИ, РЕЗЕРВУАР, ПОЛИГОН ЗАКАЧКИ, ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ И НЕДР.*

Составил:

А.К. Жакупова



Контр «Самұрық-Қазан» ААҚ электронды порталмен құралған  
Документ сформирован порталом электронных закупок АО «СНП «Самұрық-Қазан»



4737201483

Приложение №2

к Договору №1132237/2025/1 от 28.07.2025 г.

### ТЕХНИЧЕСКАЯ СПЕЦИФИКАЦИЯ

по закупке 1132237  
способом Из одного источника

Лот № 1 (189 Р, 4129378)

Заказчик: Акционерное общество "Эмбаунайгаз"

Подрядчик: Товарищество с ограниченной ответственностью "КМГ Инжиниринг"

#### 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 N 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 N370-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



Құжат «Самұрық-Қазына» ӨАҚ электронды порталымен құрастырылған  
Документ сформирован порталом электронных закупок АО «ФНП «Самұрық-Қазына»



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 установку 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.

Осы құжат «Электрондық құжат және электрондық цифрлық қолтаңба туралы» Қазақстан Республикасының 2003 жылғы 7 қаңтардағы N 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 N370-ІІ «Об электронном документе и электронной цифровой подписи» равнозначен документу на бумажном носителе

## ОГЛАВЛЕНИЕ

№№ гл.	Наименование	Стр.
1	2	3
	<b>ВВЕДЕНИЕ</b>	13
<b>1</b>	<b>ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТОВ УТИЛИЗАЦИИ ПОПУТНО-ДОБЫВАЕМЫХ ВОД, ПРОМСТОКОВ</b>	16
	1.1 Местоположение и период эксплуатации	16
	1.2 Система эксплуатации участка закачки попутно-добываемых вод, промстоков и анализ нагнетательных скважин	17
	1.3 Наблюдательная сеть мониторинга подземных вод и окружающей среды	27
<b>2</b>	<b>ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ПОДЗЕМНОГО СООРУЖЕНИЯ</b>	28
	2.1 Характеристика коллектора	28
	2.2 Оценка изоляции резервуара	30
	2.3 Границы и площадь участка эксплуатации пространства недр для утилизации попутно-добываемых вод, промстоков	31
	2.4 Инженерно-геологические, гидрогеологические и экологические условия закачки попутно-добываемых вод, промстоков	39
<b>3</b>	<b>СВЕДЕНИЯ ОБ ОРГАНИЗАЦИИ-НЕДРОПОЛЬЗОВАТЕЛЕ</b>	40
<b>4</b>	<b>ХАРАКТЕРИСТИКА ПЛАСТОВЫХ, ПОПУТНО-ДОБЫВАЕМЫХ ВОД, ПРОМСТОКОВ, ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ СБОРА, ПОДГОТОВКИ И ТРАНСПОРТА</b>	41
	4.1. Характеристика пластовых вод среднеюрского резервуара	41
	4.2. Характеристика попутно-добываемых пластовых вод юры с Восточного Молдабека и сточных вод сеномана Северного Котыртаса и их совместимость с пластовыми водами юры Северного Котыртаса	44
	4.3 Совместимость пластовых и утилизируемых вод	48
	4.3.1 Результаты определения гранулометрического состава механических примесей	51
	4.3.2 Результаты исследования коррозионной активности	51
	4.3.3 Результаты определения сульфатвосстанавливающих бактерий	52
	4.3.4 Расчет карбонатной и сульфатной стабильности исходных вод	53
	4.3.5. Расчет карбонатной и сульфатной совместимости смеси вод	55
	4.3.6. Опытное определение совместимости смеси вод	57
	4.3.7 Итоги исследования совместимости пластовых и закачиваемых вод	58

	4.4. Техника и технология сбора, подготовки и транспорта пластовой воды	59
	4.4.1 Описание технологического процесса сбора, подготовки, транспорта и утилизации попутно-добываемых вод, промстоков на полигоне «Северный Котырмас»	59
	4.4.2. Система очистки утилизируемых вод и требования к их качеству	64
<b>5</b>	<b>МЕРОПРИЯТИЯ ПО ВЫПОЛНЕНИЮ РЕКОМЕНДАЦИЙ</b>	66
<b>6</b>	<b>КАЛЕНДАРНЫЙ ГРАФИК ЗАКАЧКИ ПЛАСТОВЫХ ПОПУТНО-ДОБЫВАЕМЫХ ВОД, ПРОМСТОКОВ</b>	67
	6.1 Прогнозируемые объемы вод, подлежащие утилизации	67
<b>7</b>	<b>ЛИКВИДАЦИЯ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ</b>	70
	7.1 Ликвидация скважин	70
	7.2 Оборудование устьев скважин при их ликвидации	71
	7.3 Ликвидация последствий деятельности АО «Эмбаунайгаз» на месторождении Северный Котырмас	72
	7.3.1 Затраты на ликвидацию скважин	72
	7.3.2 Затраты на установку реперов с тумбами	73
	7.3.3 План производства работ по установке тумбы с репером	73
<b>8</b>	<b>СПЕЦИАЛЬНЫЙ КОМПЛЕКС МЕРОПРИЯТИЙ ПО ОХРАНЕ НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ</b>	74
	8.1 Мониторинг подземных и поверхностных вод	74
	8.2 Производственный и экологический мониторинг	77
	<b>СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ</b>	81
	<b>ТАБЛИЧНЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ</b>	82
	<b>ТЕКСТОВЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ</b>	98

### СПИСОК ТАБЛИЦ В ТЕКСТЕ

№№ п/п		Наименование	Стр.
<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>
1.	1.2.1	Основные виды и объемы работ	19
2.	1.2.2	Основные сведения о нагнетательных скважинах участка закачки	23
3.	1.2.3	Основные сведения о наблюдательных и резервных скважинах участка закачки	24
4.	1.2.4	Глубина залегания и мощности водоносных горизонтов средней юры	25
5.	1.2.5	Результаты определения расчетных гидрогеологических параметров и выбор их значений для прогнозных гидродинамических расчетов (принятые протоколом ГКЭН РК № 2613-23-А от 17.11.2023 г.)	26
6.	1.3.1	Рекомендуемый фонд наблюдательных скважин	27

7.	2.1.1	Расчетные гидрогеологические параметры для прогнозных гидродинамических расчетов	29
8.	2.3.1	Расчет увеличения пластового давления в результате закачки сточных вод	33
9.	2.3.2	Расчет увеличения пластового давления закачки сточных вод при дополнительной перфорации	35
10.	2.3.3	Географические координаты угловых точек к участку закачки попутно-добываемых вод, промстоков Северный Котырмас	39
11.	4.1.1	Химический состав пластовых вод меловых и юрских отложений месторождения Северный Котырмас	42
12.	4.2.1	Химический состав попутно-добываемых пластовых и сточных вод	46
13.	4.3.1	Визуальное описание проб	48
14.	4.3.2	Физические свойства и химический состав вод, изучаемых на совместимость	49
15.	4.3.3	Гранулометрический состав механических примесей утилизируемых вод	51
16.	4.3.4	Коррозионная агрессивность образцов воды на образцах-свидетелях	52
17.	4.3.5	Результаты лабораторных исследований проб воды на содержание СВБ	53
18.	4.3.6	Карбонатная стабильность исходных вод	54
19.	4.3.7	Сульфатная стабильность исходных вод	55
20.	4.3.8	Расчетная карбонатная совместимость смеси вод	55
21.	4.3.9	Сульфатная совместимость смеси вод	56
22.	4.3.10	Результаты определения опытной совместимости вод	58
23.	4.4.1	Допустимое содержание механических примесей и нефти в закачиваемой воде	65
24.	6.1.1	Прогнозируемые объемы попутно-добываемых вод, промстоков, подлежащих утилизации на полигоне Северный Котырмас на период 2023-2041 гг	69
25.	7.3.1	Стоимость выполнения работ по ликвидации скважин	72
26.	8.1.1	Отбор проб воды на анализ в химические лаборатории	76
27.	8.1.2	Таблица объемов планируемых работ	77

## СПИСОК РИСУНКОВ

№№ п/п	№№ табл.	Наименование	Стр.
1	2	3	4
1	1.1	Обзорная карта месторождения Северный Котыртас	16
2	1.2	Схема расположения скважин участка закачки	18
3	1.3	Типовая конструкция капитально отремонтированных скважин скважин	21
4	1.4	Типовая схема обвязки устья скважин	22
5	2.1	Сейсмогеологический разрез по линии I-I месторождения Кенбай	28
6	2.2	Контуры растекания закачиваемых вод	38
7	4.1	Принципиальная технологическая схема утилизации ЦППН «Кенбай»	60
8	4.2	Принципиальная технологическая схема утилизации (закачки) попутно-добываемых пластовых и сточных вод участка Северный Котыртас	64
9	6.1	Прогнозируемые объемы сточных вод	69
10	6.2	Прогнозируемая динамика утилизации попутно-добываемых вод, промстоков по годам	69
11	7.1	Схема установки репера и тумбы при ликвидации скважины	72
12	7.2	Пример металлической таблички, устанавливаемой на приваренную глухую заглушку при ликвидации скважины	73

## СПИСОК ТАБЛИЧНЫХ ПРИЛОЖЕНИЙ

№№ п/п	№№ прил.	Наименование	Стр.
1	2	3	4
		<b>ТАБЛИЧНЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ</b>	75
1.	1	Таблица эффективных водонасыщенных толщин в отложениях средней юры	76
2.	2	Таблица рекомендуемых интервалов перфорации в поглощающих и резервных скважинах	86

## СПИСОК ТЕКСТОВЫХ ПРИЛОЖЕНИЙ

№№ п/п	№№ прил.	Наименование	Стр.
		<b>ТЕКСТОВЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ</b>	91
1	1	Протокол №1974-18 ГКЭН	92

2	2	Протокол № 2215-20-А ГКЭН	96
3	3	Письмо МЭГиПР РК №26-04-26/1503 от 06.10.20 г.	102
4	4	Лицензия на использование пространства недр №6-ИПН от 03.02.2021г.	104
5	5	Протокол ГТС касательно рассмотрения материалов увеличения объема воды по утилизации пдв на месторождении Северный Котыртас	106
6	6	Протокол № 2613-23-А ГКЭН	110
7	7	Протоколы испытаний №В-150 и В-151 от 16.09.2025г	111
8	8	Протокол испытаний №В-197/1-2 от 19.09.2025г	113
9	9	Протокол НТС АФ ТОО «КМГ Инжиниринг»	115
10	10	Протокол совместного ГТС АО «Эмбаунайгаз» и АФ ТОО «КМГ Инжиниринг»	118
11	11	Письмо-Ответ Департамента санитарно-эпидемиологического контроля Атырауской области Комитета санитарно-эпидемиологического контроля Министерства здравоохранения Республики Казахстан	121
12	12	Письмо-согласование Республиканского гос учреждения «Департамент Комитета индустриального развития и промышленной безопасности Министерства индустрии и инфраструктурного развития Республики Казахстан по Атырауской области»	121
13	13	Заключение по результатам оценки воздействия на окружающую среду на отчет о возможных воздействиях к «Дополнение к проекту эксплуатации пространства недр для утилизации попутно-добываемых вод, промстоков в районе месторождения Котыртас Северный»	121
14	14	Письмо в Комгео об отправке отчета для сведения	121

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

№ № п/п	Наименование приложения	Номер приложения	Номер листа приложения	Масштаб приложения	Степень секретности приложения
1	Карта фонда скважин участка Северный Котырмас	1	1	1:10 000	н/с
2	Геологическая карта района работ	2	1	1:200 000	н/с
3	Гидрогеологическая карта района работ	3	1	1:200 000	н/с
4	Гидрогеологическая карта участка работ	4	1	1:100 000	н/с
5	Геолого-гидрогеологические разрезы к гидрогеологической карте участка работ	5	1	Г.1:50 000 В.1:5 000	н/с
6	Карта изогипс кровли среднеюрского водоносного комплекса	6	1	1:10 000	н/с
7	Структурная карта по отражающему горизонту III	7	1	1:25 000	н/с
8	Структурная карта по отражающему горизонту V	8	1	1:25 000	н/с
9	Структурная карта по отражающему горизонту VI	9	1	1:25 000	н/с
10	Корреляционная схема по скважинам 122, 96, 98, 101, 109, 135, 137, 7	10	1	1:1000	н/с
11	Корреляционная схема по скважинам 122, 96, 98, 101, 109, 135, 137, 7	10	2	1:1000	н/с
12	Корреляционная схема по скважинам 127, 66, 126, 98, 72, 112	11	1	1:1000	н/с
13	Корреляционная схема по скважинам 127, 66, 126, 98, 72, 112	11	2	1:1000	н/с
14	Корреляционная схема по скважинам 11, 56, 66, 98, 109, 139, 7	12	1	1:1000	н/с
15	Геолого-литологический профиль по линии I-I'	13	1	Г.1:10 000 В.1:2 500	н/с
16	Геолого-литологический профиль по линии II-II'	14	1	Г.1:10 000 В.1:2 500	н/с

Всего 14 графических приложений на 16 листах. Секретных нет.

## ВВЕДЕНИЕ

НГДУ «Кайнармунайгаз» АО «Эмбамунайгаз» ведет разработку газонефтяного месторождения Кенбай на участке Молдабек Восточный по объектам в меловых и юрских отложениях и на участке Северный Котыртас по объектам в триасовых отложениях.

В период с 2018 по 2020 гг на участке Северный Котыртас был выбран геологический резервуар для утилизации пластовой попутно-добываемой воды и составлены проект с рекомендациями по проведению доразведки участка (Протокол 1974-18 ГКЭН от 30.10.2018г) и программа исследовательских работ с проведением гидрогеологических работ. В качестве потенциальных коллекторов для утилизации попутно-добываемых вод были предложены среднеюрские отложения. Программой предусматривался поэтапный ввод в эксплуатацию поглощающих скважин, с учетом реальных объемов сточных вод и вмещающей способности эксплуатационного резервуара. Недропользователю предложено реализовать наиболее приемлемый вариант.

В 2020 г. был составлен геологический отчет по результатам разведочных работ, проведенных ТОО «Атыраугидрогеология» на участке для закачки попутно-добываемых вод (Протокол №2215-20-А ГКЭН от 02.10.2020г). Был проведен КРС с полным комплексом опытно-фильтрационных работ на участке Котыртас Северный. Ожидаемый объем 1602,7 м<sup>3</sup>/сут. Подготовлены 3 поглощающие (скв. №№72, 112, 122) и 2 наблюдательные (скв. №№ 66, 101). Выполнены пробные откачки, наблюдения за восстановлением уровня, пробные кратковременные закачки, а также отбор проб воды для лабораторных исследований. Также проводились ступенчатые нагнетания давления и расхода на трех режимах. Исследования на совместимость пластовых вод коллектора и закачиваемых вод показали хорошую совместимость вод.

В рамках протокола №2215-20-А ГКЭН от 02.10.2020г недропользователю было рекомендовано:

- Организовать наблюдательную режимную сеть для прослеживания изменения недр и природной среды;
- Вести контроль за состоянием недр (режим эксплуатации полигона, техническое состояние скважин, объемы стоков, давление в пласте и на устье, уровень, качественный состав стоков и пластовых вод) и окружающей среды (атмосферный воздух, почвы и грунты, поверхностные и грунтовые воды, радиационная безопасность);
- Принять к сведению рекомендации авторов по рациональному строительству и эксплуатации полигона, организации наблюдательной сети и ведению мониторинга недр и окружающей среды;
- В процессе строительства и эксплуатации полигона соблюдать требования по охране недр, водных ресурсов окружающей среды.

В 2020 г. был составлен «Проект эксплуатации пространства недр для утилизации попутно-добываемых вод на участке Котыртас Северный» с прогнозируемыми объемами попутно-добываемых вод до 1600 м<sup>3</sup>/сут и получена Лицензия на использование пространства недр (№6-ИПН от 03.02.2021 г.) сроком на 25 лет.

В рамках отчета 2020г подготовлены 3 поглощающие скважины (№№72, 112, 122) и 2 наблюдательные скважины (№№ 66, 101), а также предусмотрены 2 наблюдательные скважины: 1 - на альб-сеноманский горизонт (4Р) и 1- на неокомский горизонт (№94) и 4 резервные скважины (№№96, 98,135, 7). Приемистость 3-х поглощающих скважин по данным нагнетаний составила 378-423 м<sup>3</sup>/сут. При перспективной потребности 1602,7 м<sup>3</sup>/сут в расчетную схему была добавлена резервная скважина (№96). Увеличение пластового давления и контур растекания попутно-добываемых вод при их закачке к концу срока эксплуатации участка закачки расчетным путем составили 3,83МПа и 1381,5 м соответственно.

В связи с интенсивной разработкой месторождений и ожидаемого увеличения попутно-добываемых вод возникла необходимость в увеличении объемов их утилизации. Прогнозируемые объемы попутно-добываемых пластовых и сточных вод достигнут 5000 м<sup>3</sup>/сут к концу разработки месторождения.

В 2023 г. ТОО «КазНИГРИ» был составлен отчет согласно требованиям приказа №418 «Об утверждении формы геологического отчета» для обоснования строительства новых, расширения, реконструкции и эксплуатации действующих подземных сооружений. Целью отчета являлось изменение существующей схемы полигона на расширенную схему полигона, состоящую из 10 поглощающих и 4 наблюдательных скважин. Материалы геологического отчета по пересчету, переоценке полигона утилизации воды на участке Северный Котыртас месторождения Кенбай АО «Эмбаунайгаз» апробированы по состоянию изученности на 01.11.2023 г на срок 7 лет (до 2030 г. включительно).

В рамках протокола №2613-23-А ГКЭН от 17.11.2023г недропользователю были согласованы следующие параметры полигона захоронения попутно-добываемых пластовых и технологических сточных вод на месторождении Северный Котыртас: Радиус распространения – 3500 м; площадь зоны – 38,5 км<sup>2</sup>, допустимый интервал глубин закачки стоков (от-до) – 624-940 м; максимальные: объем нагнетания – 5000 м<sup>3</sup>/сутки, пластовое давление – не более 11 Мпа, устьевое давление – не более 5 Мпа.

Рекомендовано провести капремонт (КРС) и комплекс ГИС в скважине №98; провести АКЦ в скважине №7, по результатам которого при необходимости выполнить КРС. При бурении новых скважин предусмотреть геолого-геофизические исследования, в т.ч. проведение полного комплекса современных ГИС.

Настоящий отчет «Дополнение к проекту эксплуатации пространства недр для утилизации попутно-добываемых вод, промстоков в районе месторождения Северный Котыртас» составлен АФ ТОО «КМГ Инжиниринг» в рамках Договора №1132237/2025/1 АТ от 28.07.25г в связи с апробированием геологической информации сроком на 7 лет и необходимостью получения обновленной лицензии на использование пространства недр. Прогнозируемый объем попутно-добываемых пластовых вод, промстоков 5000 м<sup>3</sup>/сут. Согласованный ГКЭН срок эксплуатации полигона – 7 лет.

Проектом предусмотрен ввод в эксплуатацию из фонда скважин АО «Эмбаунайгаз» следующих скважин:

**Всего 10 поглощающих скважин:**

4 существующие поглощающие скважины (72, 96, 98, 112);

6 новые поглощающие скважины (№№ 7, 56, 66, 101, 107, 122);

**Всего 5 наблюдательных скважин:**

3 скважины - на поглощающий среднеюрский горизонт (№№ 11, 139, 5),

1 скважина на вышележащий неокомский горизонт (№94),

1 скважина – на вышележащий альб-сеноманский горизонт (№4Р).

**Всего 3 резервных скважин:**

2 скважины (№№ 74, 110) и 135 после реперфорации с триасовых на юрские горизонты в скважинах проведут комплекс опытно-фильтрационных работ и отбор проб воды на сокращенный химический анализ.

Авторы отчета выражают благодарность сотрудникам АО «Эмбаунайгаз» за сотрудничество при выполнении работы.



## **1.2 Система эксплуатации участка закачки попутно-добываемых вод, промстоков и анализ нагнетательных скважин**

При разработке нефтяных месторождений Молдабек Восточный и Северный Котыртас НГДУ «Кайнармунайгаз», попутно с добываемой нефтью, извлекаются попутно-добываемые пластовые воды, количество которых стабильно возрастает по мере увеличения времени эксплуатации добывающих скважин.

Ожидаемый объем попутно-добываемых вод, промстоков составит 5000 м<sup>3</sup>/сут.

Для дальнейшей эксплуатации на участке Северный Котыртас подготовлены 10 скважин (72, 96, 98, 112, 122, 7, 56, 66, 101, 122) из фонда законсервированных и бездействующих скважин АО «Эмбамунайгаз». Данные скважины переведены в нагнетательный фонд скважин участка закачки.

С 2019 по 2023 гг ТОО «Атыраугидрогеология» по этим скважинам был проведен капитальный ремонт в скважинах (КРС) и полевые работы согласно программе гидрогеологических работ с видами и объемами работ составленной ТОО НИИ ТДиБ КМГ «Каспиймунайгаз» (АФ ТОО «КМГ Инжиниринг»).

Полевые работы были проведены ТОО «Атыраугидрогеология», а геофизические исследования в скважинах и гидродинамические исследования в нагнетательных скважинах выполнила сервисная геофизическая компания ТОО «БатысГеоЗерттеу».

Гидрогеологические исследования, химические анализы воды и камеральные работы по результатам разведочных работ выполнены ТОО «Атыраугидрогеология».

Лабораторно-исследовательские работы на совместимость закачиваемых вод с подземными водами среднеюрских водоносных горизонтов проведены в научно-исследовательском лабораторном центре АО «НИПИнефтегаз».

На случай возможного выхода из строя нагнетательных скважин предусмотрен ввод в эксплуатацию поглощающих скважин из фонда резервных скважин НГДУ.

Схема расположения скважин участка эксплуатации пространства недр Северный Котыртас для утилизации попутно-добываемых вод, промстоков приведена на рис.1.2.



На участке полигона включены 10 поглощающих скважин №№ 72, 112, 122, 96, 98, 66, 56, 101, 7В, 107, и 3 скважины в резервном фонде №№135, 110, 74, при этом в настоящее время задействованы 9 поглощающих скважин №№ 72, 96, 98, 112, 122, 107, 66, 101, 7В.

Также включены 5 наблюдательных скважин: из них 3 скважины №№ 5, 11, 139 на основной юрский поглощающий горизонт, 1 скважина № 94 – на вышележащий неокомский горизонт и 1 скважина № 4Р – на вышележащий альб-сеноманский горизонт,

На участке полигона закачки для утилизации попутно-добываемых пластовых и сточных вод выполнен комплекс полевых, лабораторных, камеральных работ и исследований, виды и объемы которых приведены в нижеследующей таблице 1.2.1.

Таблица 1.2.1

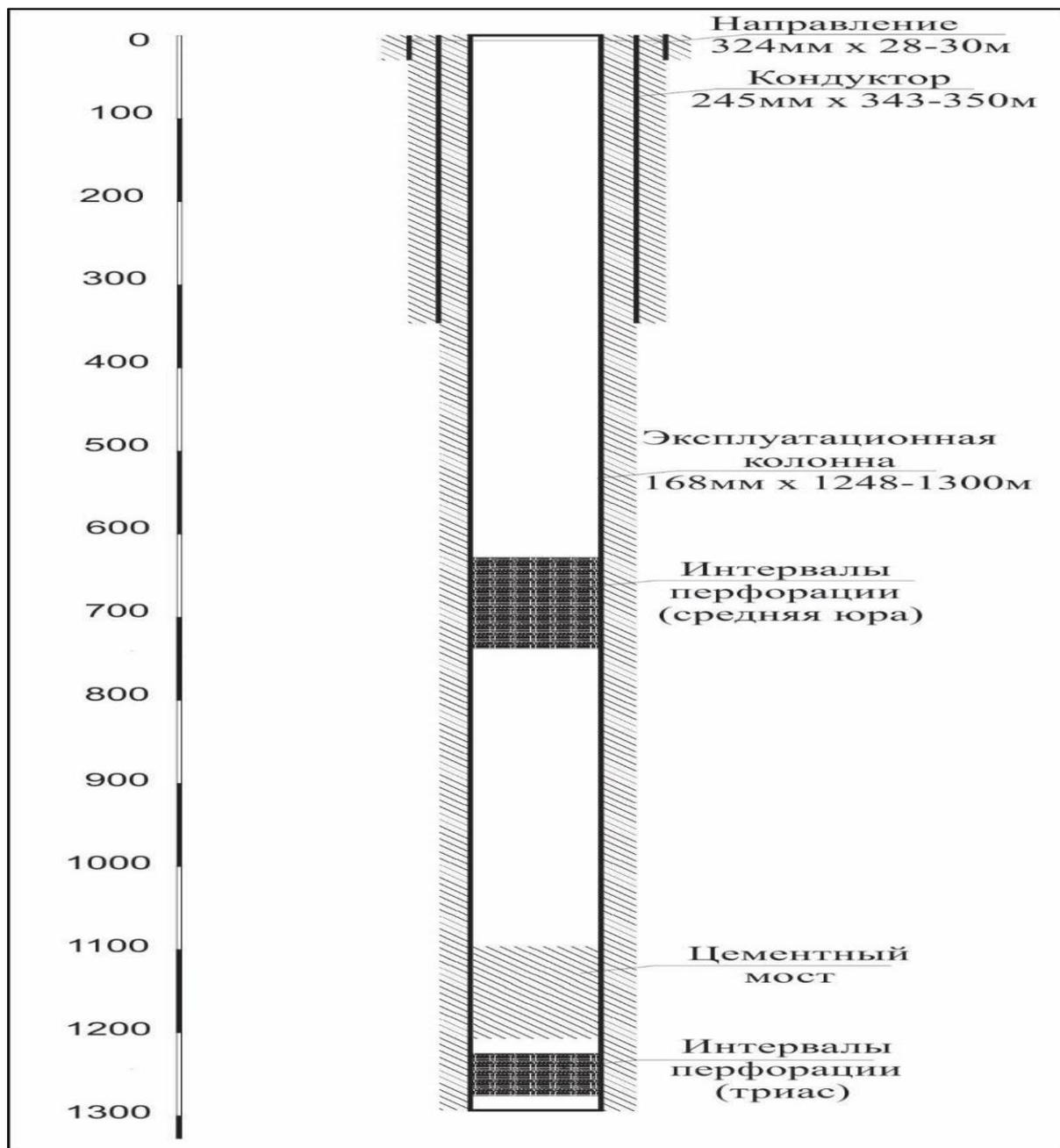
**Основные виды и объемы работ**

№№ п/п	Виды работ	Единица измерени я	Объем работ	
			На дату разведки	На дату отчета
1	2	3	4	5
<b>1</b>	<b>Капитальный ремонт скважин</b>	скв.	5	10
1.1	Реперфорация поглощающих скважин	скв.	3	9
1.2	Реперфорация наблюдательных скважин	скв.	2	2
<b>2</b>	<b>Опытные работы</b>			
2.1	Пробные откачки в поглощающих скважинах	опыт/ бр/см	3/9	12/36
2.2	Пробные откачки в наблюдательных скважинах	опыт/ бр/см	2/6	2/6
2.3	Пробные закачки в поглощающие скважины	опыт/ бр/см	3/3	11/11
2.4	Опытные ступенчатые нагнетания в поглощающих скважинах	опыт/ бр/см	3/90	3/90
2.5	Восстановление давления в поглощающих скважинах	опыт/ бр/см	3/3	7/7
<b>3</b>	<b>Геофизические исследования в скважинах</b>	скв.	5	14
<b>4</b>	<b>Отбор проб подземных вод после откачек</b>			
4.1	На полный химический анализ в наблюдательных и поглощающих скважинах	проба	5	5
4.2	Для исследования на совместимость вод в поглощающих скважинах	проба	3	3
4.3	Для контрольного анализа в наблюдательной и поглощающей скважинах	проба	2	2
4.4	Сокращенный химический анализ	проба	10	10
<b>5</b>	<b>Замеры уровней и давлений</b>			
5.1	Замеры давления в поглощающих скважинах	Замер /бр/см	9	14

5.2	Замеры уровней в наблюдательных скважинах	Замер /бр/см	2	2
<b>6</b>	<b>Лабораторные работы</b>			
6.1	Полный химический анализ воды в наблюдательных и поглощающих скважинах	анализ	5	5
6.2	Определение совместимости вод в поглощающих скважинах	анализ	3	3
6.3	Контрольный химический анализ в наблюдательной и поглощающей скважинах	анализ	2	2
6.4	Сокращенный химический анализ	анализ	10	16
<b>7</b>	<b>Камеральные работы</b>			
		отчет	1	1

Типовая конструкция капитально отремонтированных скважин приведена на рисунке 1.3, схема обвязки устья скважин показана на рисунке 1.4. Основные сведения по интервалам перфорации и установки цементных мостов в капитально-отремонтированных скважинах указаны в таблицах 1.2.2, 1.2.3 и на графических приложениях.

Схема расположения скважин полигона закачки показана на рисунке 1.2.



**Рис. 1.3 Типовая конструкция капитально отремонтированных скважин**

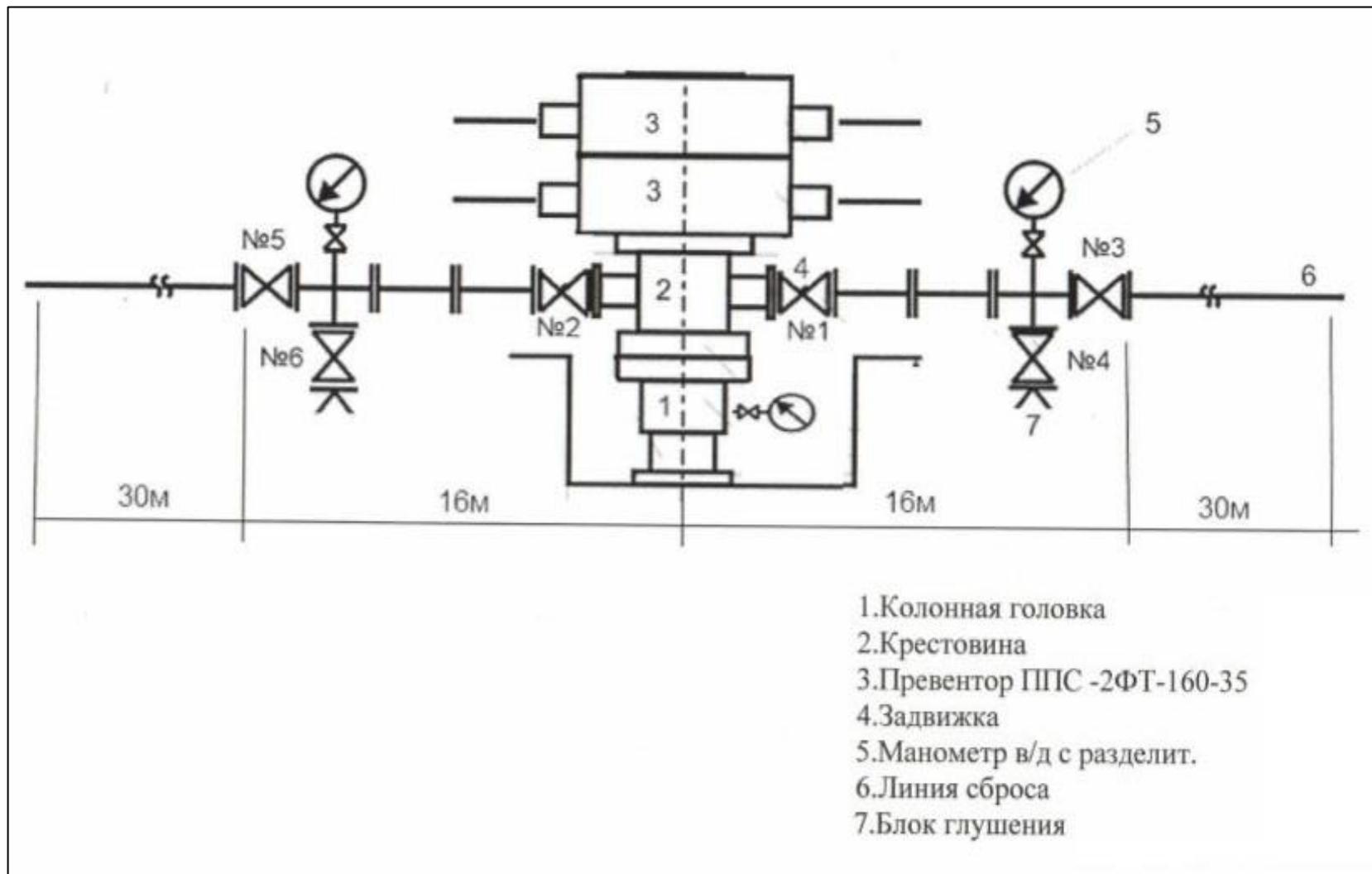


Рис. 1.4 Типовая схема обвязки устья скважин

Таблица 1.2.2 Основные сведения о нагнетательных скважинах участка закачки

№№ п/п	Вид информации	Номера скважин									
		нагнетательные									
		72	112	122	66	101	96	98	56	7в	107
1	2	3	4	18	6	7	8	9	10	11	12
1	Дата завершения бурения	13.08.1997	28.06.2011	21.07.2011	04.03.1997	06.03.1997	03.12.1996	12.06.1997	27.06.2006	14.02.1987	26.02.2012
2	Дата ввода в эксплуатацию	21.08.1997	30.09.2011	30.09.2011	16.03.1997	13.03.1997	04.12.1996	24.06.1997	25.07.2006	21.08.1996	31.03.2012
3	Статус скважины до ремонта	В простое с 19.09.2018	С 2013г в бездействии из-за отсутствия приемистости	С 2013г в бездействии из-за отсутствия приемистости	В бездействии из-за отсутствия приемистости	В работе, приемистость 297,0 м3/сут	С 01.08.20 в консервации	С 01.08.20 в консервации	В консервации	Водозаборная, с 22.06.18 в бездействии	В консервации
4	Пробуренный забой, м	1300	1300	1300	1250	1300	1300	1300	1300	1495	1300
5	Искусственный забой, м	1290	1290	1290	1175	1248	1290	1284	1250	1145	1290
Конструкция скважины											
6	Направление, диаметр-длина	324мм x 28м	324мм x 30м	324мм x 30м	324мм x 30м	324мм x 30м	324мм x 28м	324мм x 28м	324мм x 30м	324мм x 6м	324мм x 28м
7	Кондуктор, диаметр-длина	245мм x349м	245мм x 350м	245мм x 350м	245мм x 345м	245мм x 343м	245мм x348м	245мм x350м	245мм x 350м	219мм x484м	245мм x 350м
8	Эксплуатационная колонна, диаметр-длина	168мм x 1300м	168мм x 1300м	168мм x 1300м	168мм x 1248м	168мм x 1297м	168мм x 1297м	168мм x 1293м	168мм x 1300м	140мм x 1465,5м	168мм x 1300м
9	Толщина стенок эксплуат. колонны, мм	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	8,9	7,3	7,3	9,2	7,3
10	Глубина башмака, м	1300	1299,5	1300	1248	1297	1296,7	1292,6	1300	1465,5	1300
11	Глубина упорного кольца, м	1291	1287,9	1290,2	1235	1281	1290	1284	1290	1453,8	
12	Интервал перфорации первоначально, м	1196-1202;1209-1218;1219-1221	1229-1231	1210-1214;1245-1247;1278-1280	1132-1144;1146-1147;1159-1161	1190-1195; 1200-1216; 1220-1225; 1231-1235	1148-1153; 1170-1172; 1175-1179; 1197-1199; 1214-1216; 1233-1235	1066,4-1069,6; 1084,4-1088,6; 1177-1187; 1191-1194; 1200-1203; 1208-1210; 1219-1222; 1229-1235; 1151-1156,2	1092-1096; 1191-1196	974-983; 1007-1020	1209-1211, 1214-1216, 1224-1226, 1229-1231
13	Возраст инт. перфорации	Триас	Триас	Триас	Триас	Триас	Триас	Триас	Триас	Нижняя Юра	Триас
14	Интервал установки цементного моста, м	1110-1130	1095-1105; 1229-1231	1190-1287	1110-1130	1170-1240	1128-1255	1000-1100	1092-1137	930-1010	900-1250
15	Интервал перфорации после установки цементного моста, м	637-648;770-783	658-665; 667-673; 703-707;757-763	648-663;	616-624; 651-654; 659-661; 703-707; 718-722; 748-752	633,5-644,5; 667-682	632,8-648,4;649,8-652,6;744,6-746,6;748,2-749,2; 753,2-755,4;758,6-759,8;788-791,0;795,2-798	631-638; 639-642; 710-713; 774-776,5	623-638,4;665,1-673,4;731,5-737	653,8-664,8; 726,4-727,3; 728,5-731,4; 734,1-736,1; 762,6-764,1; 764,7-767; 770,2-771; 772,2-774,7; 775,8-776,8; 778,7-785,4; 786,4-787,9; 788,6-790; 791,5-792,6; 794,1-795,6; 796,8-797,9	628,5-633;664-673;755-761;785-791
16	Возраст инт. перфорации	Юра	Юра	Юра	Юра	Юра	Юра	Юра	Юра	Юра	Юра

Таблица 1.2.3 Основные сведения о наблюдательных и резервных скважинах участка закачки

№№ п/п	Вид информации	Номера скважин							
		наблюдательные					резервные		
		4Р	5	11	139	94	135	110	74
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Дата завершения бурения	07.07.2012	29.07.1996	29.06.1996	15.06.2011	16.05.1998	05.04.2011	25.02.2012	27.07.1996
2	Дата ввода в эксплуатацию	02.12.2012	06.08.1996	30.06.1996	30.06.2011	29.06.1998	18.04.2011	13.03.2012	09.09.1996
3	Статус скважины до ремонта	Водозаборная	В консервации	В консервации	В консервации	В консервации	В консервации	В работе	В работе
4	Пробуренный забой, м	240	1353	1435	1300	1300	1300	1300	1250
5	Искусственный забой, м	250	1350	1220	1290	1266	1200	1289,66	1227
Конструкция скважины									
6	Направление, диаметр-длина	245мм x 95м	324мм x 28м	324мм x 28м	324мм x 28м	245мм x 95м	324мм x 30м	324мм x 28м	324мм x 28м
7	Кондуктор, диаметр-длина		245мм x 349м	245мм x 349м	245мм x 349м	245мм x 347м	245мм x 350м	245мм x 349м	245мм x 349м
8	Эксплуатационная колонна, диаметр-длина	168мм x 230м	168мм x 1300м	168мм x 1300м	168мм x 1300м	168мм x 1297м	168мм x 1300м	168мм x 1300м	168мм x 1300м
9	Толщина стенок эксплуат. колонны, мм	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3
10	Глубина башмака, м	230	1353	1230	1298,99	1297	1298	1300,1	1239,84
11	Глубина упорного кольца, м		1350	1220	1288,69	1289	1288	1289,66	1229
12	Интервал перфорации первоначально, м	82-106,2; 115-127,7	1326-1330	1194-1198	1269-1272	1069-1072; 1094-1096; 1208-1211; 1220-1225	1158-1160; 1162-1164	1170-1173,5; 1211-1212; 1222-1224	1198-1202; 1211-1214
13	Возраст инт. перфорации	Альб-сеноман	Триас	Триас	Триас	Триас	Триас	Триас	Триас
14	Интервал установки цементного моста, м		1059-1237	1152-1210		1010-1107	1138-1184		1113-1214
15	Интервал перфорации после установки цементного моста, м	82-106,2; 115-127,7	370,4-372,8; 391,6-394,8	703,8-708,1; 763,9-776,4; 800,0-807,7	716,5-718,9; 758,3-764,9; 829,3-834,0	350-450	730,9-732,6; 735-738,1; 739,2-741,6; 760,9-763,7; 766-767,6; 770,2-771,4; 772,1-778,2; 779,7-781,2; 782,2-783,2	1170-1173,5; 1211-1212; 1222-1224	1113-1118, 1198-1202, 1211-1214 1178-1184
16	Возраст инт. перфорации	Альб-сеноман	Неоком	Юра	Юра	Неоком	Юра	Триас	Триас

### Основные расчетные гидрогеологические параметры по результатам опытных работ

В качестве коллектора для утилизации попутно-добываемых вод, промстоков на участке закачки Северный Котырмас приняты водоносные горизонты средней юры. Среднеюрские отложения изучались по каротажным диаграммам разведочных и эксплуатационных скважин. По каротажным данным определены глубина залегания и мощности водоносных горизонтов средней юры, показанные в таблице 1.2.4. Средняя эффективная мощность среднеюрского водоносного комплекса составляет 80 м при общей средней мощности отложений 298 м.

Таблица 1.2.4 - Глубина залегания и мощности водоносных горизонтов средней юры

№№ п/п	Номер скважины	Глубина залегания кровли верхнего водоносного горизонта, м	Глубина залегания подошвы нижнего водоносного горизонта, м	Мощность водоносного горизонта, м	Эффективная мощность водоносного горизонта, м
1	5	635.4	938.2	302.8	93.2
2	7	692.3	994.7	354.5	121.2
3	11	639.00	888.00	314.00	83.7
4	56	623.0	881.1	258.1	58.4
5	66	610.9	868.1	257.2	78.4
6	72	637.3	929.6	292.3	69.1
7	74	622.6	944.6	322.0	66.8
8	94	638.6	958.8	305.0	86.8
9	96	632.8	923.2	290.4	77.2
10	98	631.8	923.8	292.0	69.0
11	101	633.6	934.3	300.7	115.7
12	107	623.2	943.5	313.6	92.7
13	109	638.1	935.4	297.3	50.6
14	110	667.5	965.3	281.2	57.3
15	112	657.2	947.3	290.1	82.3
16	122	648.2	940.7	292.5	84.0
17	126	628.8	924	295.2	88.8
18	127	602.6	932.5	329.9	131.8
19	135	644.6	929.6	254.2	71.2
20	137	654.8	939.2	284.4	43.1
21	139	644.9	976.8	331.0	59.5
Среднее:				<b>298.0</b>	<b>80.0</b>

При выборе расчетных значений приняты следующие соображения:

- Мощность коллекторов взята средней для поглощающих скважин;
- Коэффициент фильтрации определялся опытными нагнетаниями и пробными откачками. Результаты определений сопоставимы. Для надежности гидродинамических расчетов значения коэффициента фильтрации приняты по результатам пробных откачек, так как коэффициент фильтрации по данным опытных нагнетаний определялся при давлениях на грани гидроразрыва пласта;
- Значения коэффициента пьезопроводности определены в ходе гидродинамических исследований;
- Пористость принята по геофизическим данным, приведенным в отчете [8];
- Удельный вес закачиваемой воды определен при лабораторных исследованиях.

Таблица 1.2.5

Результаты определения расчетных гидрогеологических параметров и выбор их значений для прогнозных гидродинамических расчетов (принятые протоколом ГКЭН РК № 2613-23-А от 17.11.2023 г.)

Наименование параметров	Единица измерения	Значения параметров		
		пределы		принятые
		от	до	
Мощность пласта	м	17,2	38,2	27
Мощность пласта при добавлении резервных скважин	м			62,2
Коэффициент фильтрации по результатам пробных откачек	м/сут	0,013	0,163	0,053
Коэффициент фильтрации по данным ГДИС	м/сут	0,01	0,21	-
Коэффициент пьезопроводности	м <sup>2</sup> /сут	0,04·10 <sup>5</sup>	4,81·10 <sup>5</sup>	1.47·10 <sup>5</sup>
Открытая пористость по геофизическим данным				0,3
Удельный вес закачиваемой воды	кг/м <sup>3</sup>	1096	1131	1115
Время эксплуатации	сут			2922

ГКЭН постановила: Материалы геологического отчета по пересчету, переоценке полигона утилизации воды на участке Котыртас месторождения Кенбай АО «Эмбаунайгаз» считать апробированными по состоянию изученности на 01.11.2023 г на срок 7 лет (до 2030 г. включительно).

### 1.3 Наблюдательная сеть мониторинга подземных вод и окружающей среды

Схема расположения скважин участка закачки попутно-добываемых вод, промстоков Северный Котырмас приведена на рис.1.2.

На полигоне задействовано пять наблюдательных скважин №№ 11, 5, 139 на основной поглощающий горизонт, а также скважина 94 – на неокомский горизонт и скважина 4Р – на альб-сеноманский горизонт.

КРС в наблюдательных скважинах проведен как в нагнетательных скважинах участка закачки.

В связи с увеличением планируемого объема закачиваемой воды и увеличения фонда поглощающих скважин с 4 до 10 скв, пересмотрена сеть наблюдательных скважин, которая приведена ниже:

- наблюдательная скважина за альб-сеноманским горизонтом №4Р (перфорация 82-106,25; 115,06-127,7 м) с целью установления возможного передавливания и перетока утилизируемых вод вверх по вертикали, наблюдения за изменением пластового давления в вышележащем горизонте;
- наблюдательная скважина за буферным нижнемеловым неокомским горизонтом №5 с целью установления возможного передавливания и перетока утилизируемых вод вверх по вертикали;
- наблюдательные скважины, проперфорированные на основной эксплуатационный объект среднеюрского возраста №11, 139 с целью наблюдения за изменением пластового давления в поглощающем горизонте.

Таблица 1.3.1 - Рекомендуемый фонд наблюдательных скважин

№№ п/п	Горизонт наблюдения	Номера скважин	Количество скважин
1	K <sub>1al</sub> -K <sub>2s</sub>	4Р	1
2	K <sub>1nc</sub>	5	1
3	J <sub>2</sub>	11, 139	2

Основные сведения по подготовленным скважинам приведены в таблицах 1.2.2, 1.2.3.

## 2. ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ПОДЗЕМНОГО СООРУЖЕНИЯ

### 2.1 Характеристика коллектора

Участок находится в границах Горного отвода, выданного АО «Эмбаунайгаз» под разработку нефтяного месторождения Кенбай.

Месторождение Кенбай, на котором запланирован участок закачки попутно-добываемых пластовых и сточных вод, в тектоническом отношении расположено между Биикжальским поднятием и Коскульским выступом фундамента и связано со структурами Котыртас Северный и Молдабек Восточный. Данные структуры входят в состав структур мезо-кайнозойского комплекса Эмбинско-Сагизского прогиба Прикаспийской впадины.

На выбранном участке под закачку попутно-добываемых вод Котыртас Северный в качестве резервуара рассматриваются среднеюрские отложения, постепенно погружающиеся в мульдовую зону. (рис.2.1).

Котыртасская мульда с трех сторон: с запада, юго- востока и востока ограничена выходами сеномана и подстилающих пород верхнего альба на поверхность земли. На востоке, в 7-ми километрах от участка закачки, она ограничена разрывным нарушением. На севере Котыртасская мульда переходит в Восточно- Молдабекское поднятие, ограниченное с севера амплитудным сбросом.

Резервуар участка закачки ограничен амплитудным сбросом с севера-запада, и с запада – малоамплитудным тектоническим нарушением, при этом не оказывающими влияние на изолированность среднеюрского резервуара. Тектоническое нарушение, проходящее в северо-западной части территории, расположено на расстоянии 4,5 км от планируемого участка закачки попутно-добываемых вод, и при этом является границей водоупорных пород для водоносных горизонтов.

В 4-х км западнее, в меридиональном направлении, протягивается разлом, с приподнятым западным блоком. Амплитуда поднятия составляет 100 м. Так как мощность отложений неокома превышает 200 м, приподнятые юрские отложения западного блока находятся ниже водоупорного аптского горизонта восточного блока.

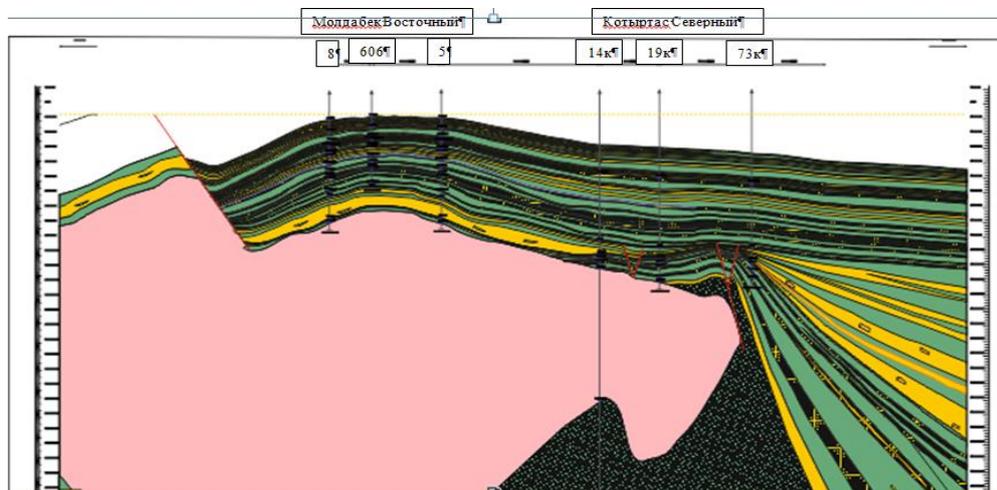


Рис.2.1. Сейсмогеологический разрез по линии I-I месторождения Кенбай

Коллектор – резервуар находится на глубине от 624 до 940м.

Среднеюрские отложения на участке Котыртас Северный изучены по каротажным диаграммам разведочных и эксплуатационных скважин. Средняя эффективная мощность среднеюрского водоносного комплекса составляет 80,0 м при общей средней мощности отложений 298,0 м (табл.1.2.5).

В основу прогнозных гидродинамических расчетов положены значения гидрогеологических параметров, определенные в процессе опытных работ.

При выборе расчетных значений принято следующее:

- Мощность коллекторов взята средней для нагнетательных скважин;
- Коэффициент фильтрации определялся опытными нагнетаниями и пробными откачками. Результаты определений сопоставимы. Для надежности гидродинамических расчетов значения коэффициента фильтрации приняты по результатам пробных откачек, так как коэффициент фильтрации по данным опытных нагнетаний определялся при давлениях на грани гидроразрыва пласта; (Табл. 2.1.1).

- Значения коэффициента пьезопроводности определены в ходе опытных нагнетаний;

- Пористость принята по геофизическим данным, приведенным в отчетах по подсчету запасов;

- Удельный вес закачиваемой воды определен при лабораторных исследованиях.

Таблица 2.1.1

Расчетные гидрогеологические параметры для прогнозных гидродинамических расчетов

Наименование параметров	Единица измерения	Значения параметров		
		пределы		принятые
		от	до	
Мощность пласта	м	17,2	38,2	27
Мощность пласта при добавлении резервных скважин				62,2
Коэффициент фильтрации по результатам пробных откачек	м/сут	0,013	0,163	0,053
Коэффициент фильтрации по данным ГДИС	м/сут	0,01	0,21	-
Коэффициент пьезопроводности	м <sup>2</sup> /сут	0,04·10 <sup>5</sup>	4,81·10 <sup>5</sup>	1.47·10 <sup>5</sup>
Открытая пористость по геофизическим данным				0,3
Удельный вес закачиваемой воды	кг/м <sup>3</sup>	1096	1131	1115
Время эксплуатации до 2030г	сут			2922

Коэффициент пористости 30%. Пористость по керну взята средняя величина по скважинам Восточного Молдабека в среднеюрских отложениях.

Керн среднеюрских отложений на месторождении Котыртас Северный не изучался, в связи с этим приведена характеристика песчаных пластов юрских отложений участка Молдабек Восточный.

Породы, слагающие продуктивные горизонты месторождения Молдабек Восточный представлены песчаниками, алевролитами, песками, алевролитами. Песчаник серый, зеленовато-серый, бурый, мелкозернистый, алевролитистый, глинистый.

Коллектора часто тонко переслаиваются с прослоями глин.

Тип коллектора – поровый. Покрышками между мелом и юрой служат серые плотные слюдистые, алевролитистые глины.

Ниже приводится литологическая и фильтрационно-емкостная характеристика выбранных горизонтов. Подробное описание керна имеется по скважине №2524, а по остальным скважинам – полевое описание керна.

*Продуктивный горизонт Ю-VI.* Коллектора горизонта представлены алевролитами, песчаниками, песками, алевролитами. Алевролит песчанистый, крупнозернистый, глинистый, слюдистый. Песчаник серый, алевролитистый, глинистый, местами карбонатный. Песок средне-, мелкозернистый. Алевролит серый, глинистый. Коэффициент пористости по 43 определениям из 2 скважин имеет диапазон изменения 20,61-41,68%, составляя в среднем 29,81%. Коэффициент проницаемости по 29 определениям из 2 скважин меняется от 10,27 до 5708,22 мкм<sup>2</sup>\*10<sup>-3</sup>, среднее значение равно 751,88 мкм<sup>2</sup>\*10<sup>-3</sup>.

*Продуктивный горизонт Ю-VII.* Горизонт освещен 5 кондиционными анализами из двух скважин. Коллекторами являются сильно глинистый, карбонатный песчаник. Коэффициент пористости по 5 определениям меняется от 19,63 до 32,5%, коэффициент проницаемости по 2 определениям одной скважины – от 11,74 до 19,05 мкм<sup>2</sup>\*10<sup>-3</sup>. Средние значения составляют 26,56% и 15,39 мкм<sup>2</sup>\*10<sup>-3</sup>.

## 2.2. Оценка изоляции резервуара

Мощными и региональными водоупорами, создающими основную гидрогеологическую закрытость резервуара, являются две толщи: *нижняя* - соленосные отложения кунгурского яруса, и *верхняя* – верхнемеловые глинистые образования.

Верхняя водоупорная толща верхнего мела создает гидрогеологическую закрытость для вод верхнепермских, триасовых, юрских, меловых отложений и способствует сохранению в них залежей, а также изолирует эти воды от вод четвертичных отложений. Терригенно- карбонатная толща верхнего мела, изолирующая его от грунтовых вод четвертичных отложений, а также поверхностных водоемов и водотоков на участке Котыртас Северный составляет от 46 до 83м.

Нижним водоупором для среднеюрского резервуара на участке месторождения являются пропластки среднетриасовых глин пестро-цветные, плотные, алевролитистые, местами аргиллитоподобные, слюдистые.

Среднеюрский резервуар отделен от нижнемеловых отложений глинистыми пережимами нижних пластов готерива.

На территории Котыртасской мульды среднеюрские отложения перекрыты глинистыми образованиями верхней юры толщиной 14-28 м, на Молдабеке Восточном верхняя юра смыта.

Верхним региональным флюидоупором для среднеюрского резервуара на месторождении Кенбай являются глины аптского комплекса. Глины тёмно-серые, плотные, с прослойками слабоалевритистого песка. Водоносные горизонты среднеюрских и нижнемеловых отложений в пределах Молдабек Восточный изолированы глинистой толщей аптского возраста толщиной от 14 до 92 м (среднее значение 40,8 м). На участке Котыртас Северный толщина отложений апта составляет 33 (скв 99) -140 м (скв 109).

Согласно схематической литолого-палеогеографической карте аптских отложений С.Н. Колтыпина отложения апта на территории района работ сложены морскими осадками, состоящими в процентном соотношении: глины до 60-80, алевролиты и пески – до 15-25, песчаники – до 5-15.

Альб-сеноманский комплекс (верхнеальбский водоносный горизонт и нижний водоносный пласт сеноманского горизонта совместно) выступает в качестве буферного горизонта и содержит высокоминерализованные подземные воды не пригодные для питьевых, бальнеологических и промышленных целей, что является одним из необходимых критериев, используемых при выборе перспективных пластов-коллекторов.

На основании вышеизложенного вполне обоснованно считать, что среднеюрские водоносные горизонты перспективны в качестве резервуара для захоронения утилизируемых вод по следующим критериям:

- хорошая изученность территории;
- наличие изолирующей глинистой покрышки;
- положительные результаты проведенных опытно- фильтрационных работ на намечаемых скважинах утилизации воды.

### **2.3 Границы и площадь участка эксплуатации пространства недр для утилизации попутно-добываемых вод, промстоков**

Гидродинамические расчеты при подземном захоронении стоков направлены на прогнозирование двух основных показателей: увеличения пластового давления вследствие закачки стоков и распространения (растекания) захороняемых попутных и сточных вод в недрах.

**Расчет увеличения пластового давления при закачке сточных вод**

Для расчета увеличения пластового давления взята формула для неограниченного в плане пласта из методического руководства [4]

$$\Delta P = \left( \frac{Q}{4 \cdot \pi \cdot k \cdot m} \ln \frac{6.12 \cdot a \cdot t}{R_0^2} \right) \cdot \gamma \quad (2.1)$$

где:  $\Delta P$  – изменение давления, кг/м<sup>2</sup>;

$Q$  – объем закачиваемой воды, м<sup>3</sup>/сут;

$k$  – коэффициент фильтрации пласта, м/сут;

$m$  – эффективная мощность пласта, м;

$\alpha$  – пьезопроводность пласта, м<sup>2</sup>/сут;

$t$  – продолжительность закачки, сут;

$R_0$  – радиус «большого колодца», м;

$\gamma$  – плотность закачиваемой воды, кг/м<sup>3</sup>

$R_0$  определяется по формуле:

$$R_0 = \frac{L}{2 \cdot \pi} \quad (2.2)$$

где  $L$  – периметр площади расположения нагнетательных скважин, м.

$$R_0 = (1280 + 538 + 1186 + 746 + 530 + 737 + 410 + 360 + 750 + 520 + 570 + 400 + 370 + 1180 + 1110 + 790 + 1420) / (2 \cdot 3,14) = 2053,7 \text{ м}$$

Для расчета увеличения пластового давления по формуле 2.1 применены следующие значения параметров, взятые из таблицы 2.1.1:

$k$  – 0,053 м/сут;

$m$  – 27м;

$\alpha$  –  $1.47 \cdot 10^5$  м<sup>2</sup>/сут;

$\gamma$  – 1115 кг/м<sup>3</sup>.

Результаты расчета приведены в таблице 2.3.1.

Следует отметить, что Лицензия №6-ИПН от «03» февраля 2021г. на использование пространства недр (полигона закачки) выдается сроком на 25 лет, но в связи с тем, что срок действия Контракта на проведение разведки и добычи углеводородов №37 от 16.01.1996, в соответствии с Дополнением №5 к Контракту действителен до 16.01.2041 года, в проекте по переоценке расчеты приняты для объема утилизируемых вод до 2041г включительно. В ноябре 2023 г. ГКЭН Комитета геологии материалы геологического отчета по переоценке полигона апробированы на 7 лет (до 2030 г включительно), в связи с этим расчеты, рассмотренные за этот период, в таблице выделены цветом. Расчет изменения пластового давления в центре «большого колодца», образуемого нагнетательными скважинами в среднеюрском водоносном комплексе также приведен в таблице 2.3.1.

Таблица 2.3.1 - Расчет увеличения пластового давления в результате закачки сточных вод.

№№ п/п	Годы	*Средняя приемистость на одну скв, м³/сут	Средний сут. объем попутно-добываемых вод Молдабек Восточный, м³	Средний сут. объем закачки рабочего агента (вода) Молдабек	Средний сут. объем для утилизации Молдабек Восточный, тыс.м³	Накопленный объем для утилизации попутно- добываемых вод	Средний сут. объем сточных вод к утилизации Котыртас Северный, м³	Накопленный объем для утилизации сточных вод Котыртас Северный	Накопленный объем вод для утилизации НГДУ тыс.м³	Накопленный объем вод для утилизации НГДУ, м³	Средний сут. объем стоков НГДУ Q, м³/сут	Средний объем стоков, Q м³	Время от начала закачки Т, сут	Расчетное давление	
														кг/м²	кг/см²
1	2023	313	7200	4205	2995	1060,23	130	47,45	1107,68	1107680	3125	3125	365	843 797,8	84,4
2	2024	500	7300	2430	4870	2842,65	130	95,03	2937,68	2937680	5000	4063	731	1 271 970,7	127,2
3	2025	500	7400	2530	4870	4620,2	130	142,48	4762,68	4762680	5000	4375	1096	1 479 737,5	148,0
4	2026	500	7500	2630	4870	6397,75	130	189,93	6587,68	6587680	5000	4531	1461	1 613 389,1	161,3
5	2027	500	7500	2630	4870	8175,3	130	237,38	8412,68	8412680	5000	4625	1826	1 710 754,1	171,1
6	2028	500	7500	2630	4870	9957,72	130	284,96	10242,68	10242680	5000	4688	2192	1 786 996,8	178,7
7	2029	500	7500	2630	4870	11735,27	130	332,41	12067,68	12067680	5000	4732	2557	1 849 230,7	184,9
8	2030	500	7500	2630	4870	13512,82	130	379,86	13892,68	13892680	5000	4766	2922	1 901 763,4	190,2
9	2031	500	7500	2630	4870	15290,37	130	427,31	15717,68	15717680	5000	4792	3287	1 947 144,8	194,7
10	2032	500	7500	2630	4870	17072,79	130	474,89	17547,68	17547680	5000	4813	3653	1 987 129,5	198,7
11	2033	500	7600	2730	4870	18850,34	130	522,34	19372,68	19372680	5000	4830	4018	2 022 701,0	202,3
12	2034	500	7600	2730	4870	20627,89	130	569,79	21197,68	21197680	5000	4844	4383	2 054 777,3	205,5
13	2035	500	7600	2730	4870	22405,44	130	617,24	23022,68	23022680	5000	4856	4748	2 083 971,7	208,4
14	2036	500	7600	2730	4870	24187,86	130	664,82	24852,68	24852680	5000	4866	5114	2 110 809,7	211,1
15	2037	500	7700	2830	4870	25965,41	130	712,27	26677,68	26677680	5000	4875	5479	2 135 532,3	213,6
16	2038	500	7700	2830	4870	27742,96	130	759,72	28502,68	28502680	5000	4883	5844	2 158 490,2	215,8
17	2039	500	7700	2830	4870	29520,51	130	807,17	30327,68	30327680	5000	4890	6209	2 179 915,1	218,0
18	2040	500	7800	3000	4800	31277,31	200	880,37	32157,68	32157680	5000	4896	6575	2 200 042,3	220,0
19	2041	500	7800	3000	4800	33029,31	200	953,37	33982,68	33982680	5000	4901	6940	2 218 933,4	221,9

На конец срока 2041г. увеличение давления в центре «большого колодца» составит  $221,9 \text{ кг/см}^2$  или  $221,9/10,197=21,8 \text{ МПа}$ .

На 2030 г увеличение давления в центре «большого колодца» составит  $190,2 \text{ кг/см}^2$  или  $190,2/10,197=18,6 \text{ МПа}$ .

Очевидно, что рассчитанный прирост давления является чрезмерно высоким. Учитывая, что средняя эффективная мощность отложений средней юры 80м, в поглощающих скважинах можно отперфорировать дополнительные интервалы и тем самым снизить увеличение пластового давления. Рекомендуемые интервалы перфорации даны в табличном приложении 2.

Доказанная опытными работами суммарная приемистость шести подготовленных нагнетательных скважин равна  $2837 \text{ м}^3/\text{сут}$ , со средней приемистостью одной скважины  $472 \text{ м}^3/\text{сут}$ . Заявленная потребность составляет  $5000 \text{ м}^3/\text{сут}$ .

Дополнительно подготовлены поглощающие скважины и добавлены в расчетную схему резервные скважины №№ 135,110,74, 56.

$R_0$  при добавлении резервных скважин составит 3177м, средняя эффективная мощность – 62,2 м.

В таблице 2.3.2 приведен расчет увеличения пластового давления в случае добавления дополнительной перфорации в поглощающих скважинах и включения в расчет резервных скважин №№ 135,110,74.

На конец срока эксплуатации полигона закачки увеличение давления в центре «большого колодца» составит  $96,3 \text{ кг/см}^2$  или  $96,3/10,197=9,45 \text{ МПа}$ .

На 2030 г (7 лет) при эксплуатации полигона закачки увеличение давления в центре «большого колодца» составит  $82,6 \text{ кг/см}^2$  или  $82,6/10,197=8,1 \text{ МПа}$ .

Пьезометрическая поверхность водоносных горизонтов средней юры находится ниже поверхности земли на глубине около 50 м, что является благоприятным фактором для захоронения стоков.

Таблица 2.3.2 -Расчет увеличения пластового давления закачки сточных вод при дополнительной перфорации.

№№ п/п	Годы	*Средняя приемистость на одну скв, м³/сут	Средний сут. объем попутно-добываемых вод Молдабек Восточный, м³	Средний сут. объем закачки рабочего агента (вода) Молдабек	Средний сут. объем для утилизации Молдабек Восточный, тыс.м³	Накопленный объем для утилизации попутно-добываемых вод Молдабек Восточный,	Средний сут. объем сточных вод к утилизации Котыртас Северный, м³	Накопленный объем для утилизации сточных вод Котыртас Северный	Накопленный объем вод для утилизации НГДУ тыс.м³	Накопленный объем вод для утилизации НГДУ, м³	Средний сут. объем стоков НГДУ Q, м³/сут	Средний объем стоков, Q м³	Время от начала закачки T, сут	Расчетное давление	
														кг/м²	кг/см²
1	2023	313	7200	4205	2995	1060,23	130	47,45	1107,68	1107680	3125	3125	365	366 278,8	36,6
2	2024	500	7300	2430	4870	2842,65	130	95,03	2937,68	2937680	5000	4063	731	552 141,6	55,2
3	2025	500	7400	2530	4870	4620,2	130	142,48	4762,68	4762680	5000	4375	1096	642 329,8	64,2
4	2026	500	7500	2630	4870	6397,75	130	189,93	6587,68	6587680	5000	4531	1461	700 345,8	70,0
5	2027	500	7500	2630	4870	8175,3	130	237,38	8412,68	8412680	5000	4625	1826	742 610,3	74,3
6	2028	500	7500	2630	4870	9957,72	130	284,96	10242,68	10242680	5000	4688	2192	775 706,0	77,6
7	2029	500	7500	2630	4870	11735,27	130	332,41	12067,68	12067680	5000	4732	2557	802 720,7	80,3
8	2030	500	7500	2630	4870	13512,82	130	379,86	13892,68	13892680	5000	4766	2922	825 524,3	82,6
9	2031	500	7500	2630	4870	15290,37	130	427,31	15717,68	15717680	5000	4792	3287	845 223,6	84,5
10	2032	500	7500	2630	4870	17072,79	130	474,89	17547,68	17547680	5000	4813	3653	862 580,3	86,3
11	2033	500	7600	2730	4870	18850,34	130	522,34	19372,68	19372680	5000	4830	4018	878 021,3	87,8
12	2034	500	7600	2730	4870	20627,89	130	569,79	21197,68	21197680	5000	4844	4383	891 945,1	89,2
13	2035	500	7600	2730	4870	22405,44	130	617,24	23022,68	23022680	5000	4856	4748	904 617,9	90,5
14	2036	500	7600	2730	4870	24187,86	130	664,82	24852,68	24852680	5000	4866	5114	916 267,9	91,6
15	2037	500	7700	2830	4870	25965,41	130	712,27	26677,68	26677680	5000	4875	5479	926 999,5	92,7
16	2038	500	7700	2830	4870	27742,96	130	759,72	28502,68	28502680	5000	4883	5844	936 965,2	93,7
17	2039	500	7700	2830	4870	29520,51	130	807,17	30327,68	30327680	5000	4890	6209	946 265,4	94,6
18	2040	500	7800	3000	4800	31277,31	200	880,37	32157,68	32157680	5000	4896	6575	955 002,3	95,5
19	2041	500	7800	3000	4800	33029,31	200	953,37	33982,68	33982680	5000	4901	6940	963 202,6	96,3

### ***Расчет границы контура продвижения сточных вод***

В артезианском бассейне в однородном неограниченном пласте без учета движения пластовых вод происходит растекание воды по поглощаемому горизонту. Расчет границы контура продвижения сточных вод в этом случае может быть выполнен по формуле, рекомендуемой методическим руководством [4]:

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

где:

$R$  – радиус контура распространения закачиваемой воды, м.

$Q$  – объем закачиваемой воды, м<sup>3</sup>/сут.

$T$  – время движения воды от нагнетательной скважины

$m$  – эффективная мощность поглощающего горизонта, м.

$n$  – коэффициент пористости поглощающего горизонта, доли единицы.

$k_s$  – коэффициент вытеснения пластовой воды  $\simeq 0,7$ .

В целях повышения надежности расчетов к значениям пористости и эффективной мощности рекомендуется применять понижающие коэффициенты: 0,7-0,9 для среднего значения пористости и 0,5-0,9 для эффективной мощности. Расчеты по распространению закачиваемой воды произведены применительно к величине открытой пористости и среднему значению по эффективным водонасыщенным толщинам пласта.

Контур растекания по формуле 2.3 подсчитан отдельно для системы из семи скважин №№96, 98, 72, 112, 101, 107, 66, поглощающей скважины №7 и пары скважин №№122 и 56. Дебит закачки распределен одинаково для каждой скважины, по 500 м<sup>3</sup>.

Расчет для системы скважин №№96, 98, 72, 112, 101, 107, 66:

$$R = \sqrt{\frac{3431 \cdot 6940}{3.14 \cdot 31.1 \cdot 0.21 \cdot 0.7}} = 1287,9 \text{ м.}$$

Расчет для пары скважин №№ 122 и 56:

$$R = \sqrt{\frac{980 \cdot 6940}{3.14 \cdot 31.1 \cdot 0.21 \cdot 0.7}} = 688,4 \text{ м.}$$

Расчет для скважины №7:

$$R = \sqrt{\frac{490 \cdot 6940}{3.14 \cdot 31.1 \cdot 0.21 \cdot 0.7}} = 486,8 \text{ м.}$$

Растекание закачиваемых вод показано на рисунке 2.2.

Увеличение давления на границе растекания утилизируемых вод при данной системе расположения поглощающих скважин можно оценить только приблизительно.

Увеличения давления на границе растекания утилизируемых вод определяется по формуле 2.4, взятой из руководства [4].

$$\Delta P = \left( \frac{Q}{4 \cdot \pi \cdot k \cdot m} \ln \frac{2.25 \cdot a \cdot t}{r^2} \right) * \gamma \quad (2.4)$$

Где  $r$  – радиус растекания, м. Остальные обозначения как в формуле 2.1

Расчет выполнен относительно центра «большого колодца». От центра системы скважин (центра большого колодца) до наибольшего значения наиболее удаленных границ растекания на северной границе – 1645 м и южной границе – 1991 м, равное – 1991 м.

$$\Delta P = \left( \frac{4901}{4 \cdot 3,14 \cdot 0,053 \cdot 62,2} \ln \frac{2.25 \cdot 146655.36 \cdot 6940}{1991^2} \right) * 1115 = 83,9 \text{ кг/см}^2 = 8,2 \text{ МПа}$$

Увеличение давления на границе растекания утилизируемых вод при сроке эксплуатации полигона до 2041 г составит 83,9 г/см<sup>2</sup> или 8,2 МПа.

При эксплуатации полигона до 2030г увеличение давления на границе растекания составит:

$$\Delta P = \left( \frac{4766}{4 \cdot 3,14 \cdot 0,053 \cdot 62,2} \ln \frac{2.25 \cdot 146655.36 \cdot 2922}{1991^2} \right) * 1115 = 69,9 \text{ кг/см}^2 = 6,9 \text{ МПа}$$

Обобщая вышесказанное, согласно расчетам, радиус растекания закачиваемых стоков на 2030 г или 7 лет эксплуатации полигона закачки увеличение давления в центре «большого колодца» составит 8,1 МПа и на границе растекания 6,9 МПа при радиусе  $R_0$ , составляющем 1991 м от центра системы скважин до наибольшего значения удаленных границ растекания.

Согласованный ГКЭН (Протокол № 2613-23-А от 17.11.2023 г.) радиус распространения закачиваемых сточных вод – 3500 м; объем нагнетания – 5000 м<sup>3</sup>/сутки, пластовое давление – не более 11 МПа, устьевое не более 5 МПа.

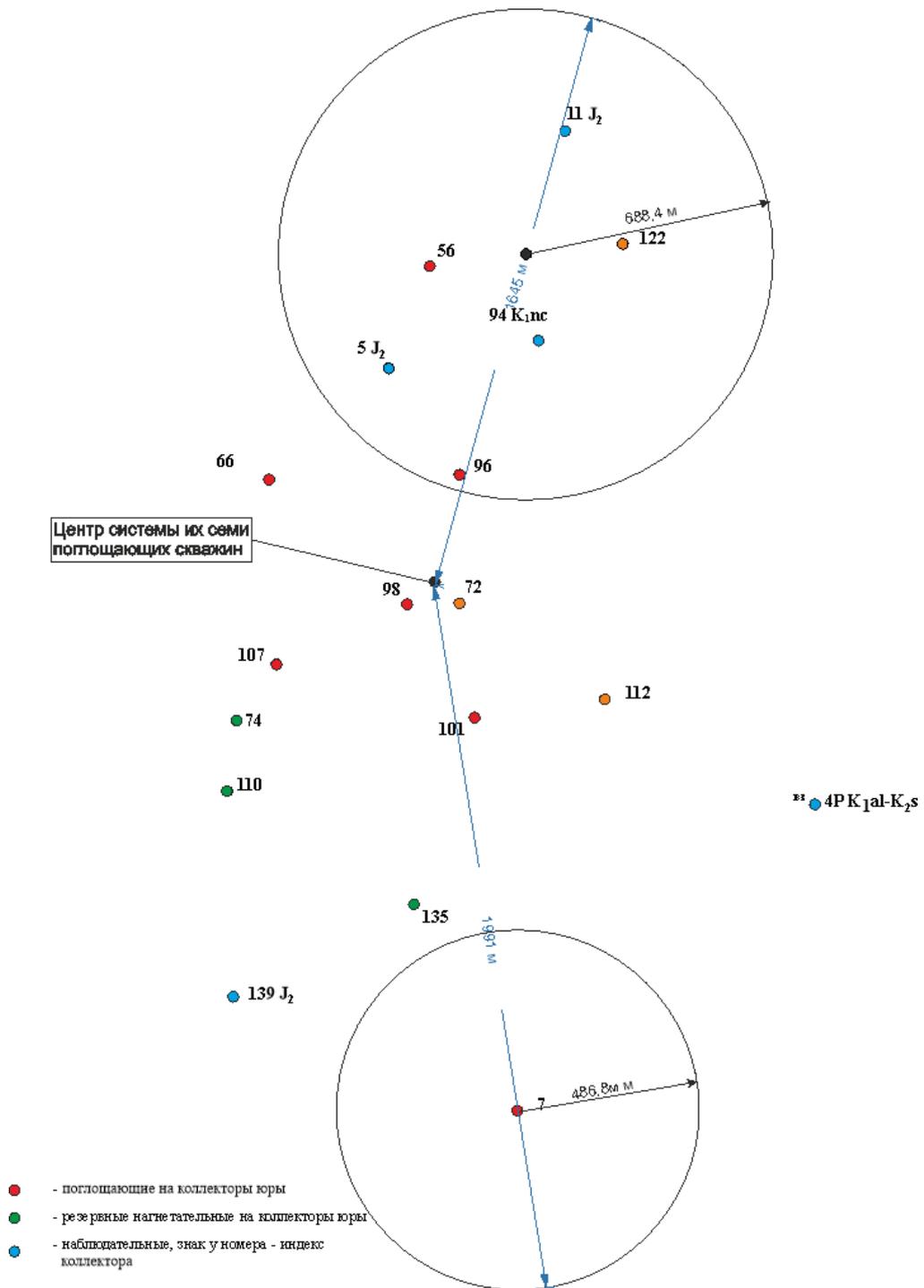


Рис. 2.2 Контуры растекания закачиваемых вод

Площадь горного отвода испрашивается проекция на дневную поверхность прямоугольника площадью 26,73 км<sup>2</sup>, в который вписан круг, радиусом которого является прогнозный радиус растекания попутно – добываемых и сточных вод на 31.12.2030г. (таб 2.3.3 и рис. 2.2).

Таблица 2.3.3

Географические координаты угловых точек к участку закачки попутно-добываемых вод, промстоков Северный Котырмас

Угловы е точки, №	Координаты угловых точек					
	Северная широта			Восточная долгота		
	гр.	мин.	сек.	гр.	мин.	сек.
1	47	43	46,94639	54	09	52,21003
2	47	43	52,80202	54	13	51,83395
3	47	40	59,93008	54	14	00,99267
4	47	40	54,08424	54	10	01,58821
<b>Площадь - 26,73 кв.км</b>						

#### 2.4 Инженерно-геологические, гидрогеологические и экологические условия закачки попутно-добываемых вод, промстоков

Главными условиями утилизации при выборе участка недр являются экологическая безопасность строительства и эксплуатации участка недр при котором необходимо руководствоваться следующими основными критериями:

- пласт-коллектор не должен содержать пресные или слабосоленоватые воды, пригодные для питьевых целей, а также воды, используемые для бальнеологических или теплоэнергетических целей;
- пласт-коллектор в пределах исследуемой площади не должен содержать полезных ископаемых и эксплуатироваться;
- пласт должен обладать достаточно высокой водопроницаемостью, обеспечивающей экономически эффективный сброс заданного объема;
- пласт не должен выходить на поверхность или быть связан с рекой и другими поверхностными водоемами;
- надежная изоляция водоносного горизонта необходима в пределах территории, на которой будет происходить изменение естественного гидродинамического режима, вызванного закачкой попутно-добываемых вод;
- закачиваемые попутно-добываемые воды должны быть совместимы с подземными водами поглощающего водоносного горизонта.

### 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 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 «Кайнармунайгаз» АО «Эмбаунайгаз» ведет разработку нефтяных месторождений Молдабек Восточный и Котыртас Северный. При их разработке, попутно с добываемой нефтью, извлекаются пластовые воды и технологические сточные воды, количество которых стабильно возрастает по мере увеличения времени эксплуатации добывающих скважин. Прогнозируемые объемы закачиваемых вод составят 33982,7 тыс. м<sup>3</sup> со среднесуточным расходом – 5000 м<sup>3</sup>/сут на конец срока эксплуатации до 2041 гг. Согласованный ГКЭН срок эксплуатации полигона - до 2030г включительно и прогнозируемые объемы закачиваемых вод составят 13892,7 тыс. м<sup>3</sup>.

Учитывая экономические и экологические составляющие проблемы утилизации попутно-добываемых пластовых и технологических сточных вод, было принято решение проводить их захоронение в глубоких водоносных горизонтах. С этой целью АО «Эмбаунайгаз» совместно с компаниями подрядчиками АФ ТОО «КМГ Инжиниринг» и ТОО «Атыраугидрогеология» провели соответствующие исследования и выбрали место для захоронения попутных вод, промстоков – вышезалегающие среднеюрские пласты нефтяного месторождения Котыртас Северный.

Эффективная утилизация попутно-добываемых вод, промстоков нефтяных месторождений является одной из важнейших мер, с которой связано предотвращение возрастающего загрязнения природной среды.

## 4. ХАРАКТЕРИСТИКА ПЛАСТОВЫХ, ПОПУТНО-ДОБЫВАЕМЫХ ВОД, ПРОМСТОКОВ, ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ СБОРА, ПОДГОТОВКИ И ТРАНСПОРТА

### 4.1. Характеристика пластовых вод среднеюрского резервуара

В процессе разведки и эксплуатации полигона закачки Котыртас Северный отбирались пробы воды на определение их физических свойств и химического состава.

На полный химический анализ отобрано 5 проб при откачках из поглощающих и наблюдательных скважин со среднеюрского водоносного комплекса в скважинах №№ 112, 72, 66, 122, 101.

Также в 2020 г выполнен физико-химический анализ проб воды из наблюдательных скважин: №94 - на буферный неокомский горизонт и №3В - перфорированной на верхний горизонт альб-сеноманских отложений.

Анализы проб воды проводились в химических лабораториях, аккредитованные на соответствие требованиям ГОСТ ИСО/МЭК 17025-2009 в Государственной системе Технического Регулирования и метрологии РК: ТОО «Атыраугидрогеология», аттестат аккредитации № KZ.T.06.0555 от 24 октября 2019г; АФ ТОО «КМГ Инжиниринг», аттестат аккредитации № KZ.T.06.EO524. от 27.08.2021г; ТОО «КазНИГРИ», аттестат аккредитации № KZ.T.06.0273 от 29.11.2018 г.

Пластовые воды *среднеюрских отложений* полигона закачки охарактеризованы пятью пробами, отобранными при пробных откачках и двумя анализами при изучении совместимости вод. Минерализация пластовых вод достигает 193,8 г/л.

По классификации Сулина В.А. тип пластовых вод полигона закачки хлоридно-магниевый и хлоридно-кальциевый. По химическому составу они близки к попутно-добываемым пластовым водам участка Молдабек Северный, в них так же преобладают ионы хлора и натрия с калием.

Пластовые воды вышележащих *неокомских отложений* из наблюдательной скважины №94 месторождения Северный Котыртас характеризуются высокой минерализацией – 108,4 г/л. Воды жёсткие, реакция среды – слабощелочная, водородный показатель равен 7,72 ед. рН. По классификации Сулина В.А. тип пластовых вод хлоридно-кальциевый (Табл. 4.1.1).

Пластовые воды вышележащих *альбсеноманских отложений* по пробе воды из наблюдательной скважины 3В (Табл. 4.2.1) представляют собой воды желтоватого цвета. Массовая концентрация взвешенных веществ в воде составила 324 мг/л. Содержание закисного ( $Fe^{2+}$ ) железа не обнаружено в пробе скв №3В, окисное железо ( $Fe^{3+}$ ) составило 7,28 мг/л. По степени минерализации воды соленые, 5403,15 мг/л. Воды жёсткие (свыше более 9 мг-экв/л), - 36,00 ммоль/л, слабощелочные с рН = 7,33 ед. Тип воды по Сулину хлоридно-магниевый. Сероводород не обнаружен.

Таблица 4.1.1 - Химический состав пластовых вод меловых и юрских отложений месторождения Северный Котыртас

№плп	№скв	назначение скв	Дата отбора	Интервал перфорации, м	Горизонт	Плотность при 20°С, г/см³	РН	Содержание ионов, мг/дм³, мг-экв/дм³, %экв						Общая минерализация, мг/дм³	Общая минерализация, г/дм³	Общая жесткость, мг-экв/дм³	Коэффициенты мета морфизации и $\frac{rNa^+}{rCl^-}$	Тип воды по Сулину	Микрокомпоненты, мг/дм³				H₂S, мг/дм³	Мехпримеси, мг/дм³	Нефтепродукты, мг/дм³	Раств.кислород, мг/дм³	Фенолы, мг/дм³	Кинематич. вязкость при 20°С, мм²/сек	Организация исполнитель			
								HCO₃⁻	SO₄⁻²	Cl⁻	Ca²	Mg²⁺	Na⁺ + K⁺						Fe²⁺	Fe³⁺	J⁻	Br⁻										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33			
<b>Пробы воды с Северного Котыртаса, отобранные со скважин, в период разведки полигона закачки</b>																																
<b>K1nc</b>																																
1	94	набл	03.02.20	550-518; 532-539	K1nc	1,079	7,72	146	32	67450	2200	3040	35491	108359	108,4	359,67	0,81	ХК	30	0										Лаб. ТОО "Атырауг гидрогеология"		
								2,39	0,67	1902,09	109,78	249,89	1543,86	3808,68																		
								0,06	0,02	49,94	2,88	6,56	40,54	100,00																		
<b>J2</b>																																
1	66	погл	15.12.19	616-624; 651-654; 659-661; 703-707; 718-722; 748-752	J₂	1,063	7,31	73	3368	50055	2000	2067	27899	85462	85,5	269,71	0,86	ХК	0	0	1,2	40,2					0,108		Лаб. ТОО "Атырауг гидрогеология"			
								1,20	70,05	1411,55	99,80	169,91	1213,61	2966,12																		
								0,04	2,36	47,59	3,36	5,73	40,92	100,00																		
2	72	погл	07.12.19	637-648; 770-783	J₂	1,021	7,65	122	2362	15443	280	657	9655	28519	28,5	67,98	0,96	ХМ	0	0	1	16,1					0,066		Лаб. ТОО "Атырауг гидрогеология"			
								2,00	49,13	435,49	13,97	54,01	419,99	974,59																		
								0,21	5,04	44,68	1,43	5,54	43,09	100,00																		
3	72	погл	07.12.19	637-648; 770-783	J₂	1,019	6,48	36,6	853,66	17677,67	1252,5	30,4	10396,92	30247,75	30,2	65,00	0,91	ХК	0	0				0	0,8	0,0042	1,0321		НИЛЦ АО "НИПИнефтегаз"			
								0,60	17,76	498,51	62,50	2,50	452,27	1034,13																		
								0,06	1,72	48,21	6,04	0,24	43,73	100,00																		
4	101	погл	25.12.19	633,5-644,5; 667-682	J₂	1,079	7,46	134	4755	61770	1860	2043	36386	106948	106,9	260,75	0,91	ХМ	0	0	1,24	54,6					0,074		Лаб. ТОО "Атырауг гидрогеология"			
								2,20	98,90	1741,91	92,81	167,93	1582,79	3686,56																		
								0,06	2,68	47,25	2,52	4,56	42,93	100,00																		
5	112	погл	24.11.19	658-665;667-673;703-707;757-793	J₂	1,125	8,2	85	7998	92300	3000	3344	53932	160659	160,7	424,58	0,90	ХМ	0	0	1,84	65,4							Лаб. ТОО "Атырауг гидрогеология"			
								1,39	166,36	2602,86	149,70	274,88	2346,04	5541,23																		
								0,03	3,00	46,97	2,70	4,96	42,34	100,00																		
6	112	погл	25.11.19	658-665;667-673;703-707;757-793	J₂	1,136	5,89	36,6	0	118743,5	3607,2	1580,8	69924,83	193892,9	193,9	309,94	0,91	ХК	0,84	3,36			0	мессе 3	0,17	2,4	0,0042	1,3227	НИЛЦ АО "НИПИнефтегаз"			
								0,60	0,00	3348,57	180,00	129,94	3041,73	6700,84																		
								0,01	0,00	49,97	2,69	1,94	45,39	100,00																		
7	122	погл	23.12.19	648-663;692-696;736-738	J₂	1,074	7,23	73	4821	58398	2800	2505	32253	100850	100,9	345,63	0,85	ХК	0	0	1,24	52,1					0,0433		Лаб. ТОО "Атырауг гидрогеология"			
								1,20	100,28	1646,82	139,72	205,91	1403,01	3496,93																		
								0,03	2,87	47,09	4,00	5,89	40,12	100,00																		
8	122	погл	23.12.19	648-663;692-696;736-738	J₂	1,063	6,75	61	483,22	56904,69	2585,16	717,44	32850,21	93601,72	93,6	187,97	0,89	ХК	0	0			0	0	0,06	0,7	0,0026	1,0993	НИЛЦ АО "НИПИнефтегаз"			
								1,00	10,05	1604,71	129,00	58,97	1428,98	3232,72																		
								0,03	0,31	49,64	3,99	1,82	44,20	100,00																		
<b>Среднее по юре:</b>						<b>1,0724</b>	<b>7,57</b>	<b>97,4</b>	<b>4660,8</b>	<b>55593,2</b>	<b>1988</b>	<b>2123,2</b>	<b>32025</b>	<b>96487,6</b>	<b>96,49</b>	<b>273,73</b>																
<b>Минимальное по юре:</b>						<b>1,021</b>	<b>7,23</b>	<b>73</b>	<b>2362</b>	<b>15443</b>	<b>280</b>	<b>657</b>	<b>9655</b>	<b>28519</b>	<b>28,52</b>	<b>67,977</b>																

Максимальное по юре:		1,125	8,2	134	7998	92300	3000	3344	53932	160659	160,7	424,58																									
<b>Пробы воды с Северного Котыртаса, отобранные со скважин, при эксплуатации полигона закачки</b>																																					
<b>K1nc</b>																																					
1	94	на б л	12.09.23	550-518; 532-539	К 1 п с	1,105 4	6,67	176,9	9	93100,92	2705,4	1337,6	54835,68	152165,5	152,2	244,95	0,91	ХК	<0 ,5	2,52	4,23	102	< 0, 8	-	76,1	-	0,042		АФ ТОО "КМГ Инжинир инг"								
								2,90	0,19	2625,45	135,00	109,95	2385,35	5258,84																							
								0,06	0,00	49,92	2,57	2,09	45,36	100,00																							
<b>J2</b>																																					
1	66	п о г л	12.09.23	616-624; 651-654; 659-661; 703-707; 718-722; 748-752	J <sub>2</sub>	1,098 4	6,76	167,7 5	61	88625	2605,2	1337,6	52072,46	144869	144,9	239,95	0,91	ХК	1, 12	7,42	3,81	92,3	1, 55	-	96,2	-	0,029		АФ ТОО "КМГ Инжинир инг"								
								2,75	1,27	2499,23	130,00	109,95	2265,15	5008,35																							
								0,05	0,03	49,90	2,60	2,20	45,23	100,00																							
2	101	п о г л	12.09.23	633,5- 644,5; 667- 682	J <sub>2</sub>	1,099 5	6,5	195,2	9	89520,11	2805,6	1398,4	52289,3	146217,6	146,2	254,95	0,90	ХК	<0 ,5	6,44	2,96	98,7	< 0, 8	-	48	-	0,057		АФ ТОО "КМГ Инжинир инг"								
								3,20	0,19	2524,47	140,00	114,95	2274,58	5057,39																							
								0,06	0,00	49,92	2,77	2,27	44,98	100,00																							
<b>Среднее по юре:</b>						1,099	6,63	181,4 8	35	89072,56	2705,4	1368	52180,88	145543,3	145,5	247,45																					
<b>Минимальное по юре:</b>						1,098 4	6,5	167,7 5	9	88625	2605,2	1337,6	52072,46	144869	144,9	239,95																					
<b>Максимальное по юре:</b>						1,099 5	6,76	195,2	61	89520,11	2805,6	1398,4	52289,3	146217,6	146,2	254,95																					

## **4.2 Характеристика попутно-добываемых пластовых вод юры с Восточного Молдабека и сточных вод сеномана Северного Котыртаса и их совместимость с пластовыми водами юры Северного Котыртаса**

В процессе разведки и эксплуатации полигона закачки отбирались пробы воды для определения их физических свойств и химического состава.

На СХА из РВС в период январь - февраль 2020г взято 9 проб воды. Временной интервал между отбором проб около 3 суток.

В декабре 2022 года были проанализированы пробы воды, отобранные после ТФС до РВС - 2000 м<sup>3</sup>- 1 проба, после насоса ЦНС -180/212 (для утилизации) месторождения Молдабек – 1 проба.

В апреле 2023г. были отобраны и проанализированы 2 пробы воды, одна проба попутно-добываемой воды м. Молдабек, скв. №2517 и одна проба с ВРП-1.

В сентябре 2025г отобраны пробы воды до и после РВС-1000, поступающие с альбских горизонтов месторождения Северный Котыртас. Результаты химических анализов представлены в таблице 4.2.1.

Отбор и анализ проб производится согласно действующим на территории Республики Казахстан нормативно-методическим руководствам (ГОСТ 17.1.3.06-82, ГОСТ 17.1.3.12-86).

Анализы проб воды проводились в химических лабораториях, аккредитованные на соответствие требованиям ГОСТ ИСО/МЭК 17025-2009 в Государственной системе Технического Регулирования и метрологии РК: ТОО «Атыраугидрогеология», аттестат аккредитации № KZ.T.06.0555 от 24 октября 2019г; АФ ТОО «КМГ Инжиниринг», аттестат аккредитации № KZ.T.06.EO524. от 27.08.2021г; ТОО «КазНИГРИ», аттестат аккредитации № KZ.T.06.0273 от 29.11.2018 г.

Попутно-добываемые пластовые воды юрских горизонтов с месторождения Молдабек Восточный (таб. 4.2.1) относятся к слабым и крепким рассолам с минерализацией от 139,6 до 169,1 г/л. В химическом составе резко преобладают хлориды – более 90 % в эквивалентной форме, и натрий с калием – более 80%. Показатель рН находится в пределах 7,9 – 8,65 с преобладанием значений от 8,0 до 8,5, т.е. воды преимущественно слабощелочные.

Воды очень жесткие, общая жесткость изменяется от 425 до 640 мг-экв/л. Тип воды по классификации Сулина В.А. хлоридно-кальциевый.

Пластовые воды среднеюрских горизонтов с месторождения Северный Котыртас охарактеризованы пятью пробам, отобранными при пробных откачках (Табл. 4.1.1), и двумя анализами при изучении совместимости вод (Табл. 4.1.3). Степень минерализации пластовых вод достигает 193,8 г/л.

По классификации Сулина В.А. тип пластовых вод полигона закачки хлоридно-магниевый и хлоридно-кальциевый. По химическому составу они

близки к попутно-добываемым пластовым водам участка Молдабек Восточный, в них так же преобладают ионы хлора и натрия с калием.

Воды сеноманского горизонта меловых отложений с месторождения Северный Котыртас используются в технологическом процессе при обессоливании нефти и для поддержания пластового давления при закачке в пласты среднеюрских отложений Молдабек Восточный. По классификации Сулина В.А. Воды хлоридно-магниевые типа с минерализацией 4,6-7,4 г/л относятся к солоноватым. Основными компонентами являются хлориды – 1,8 г/л, сульфаты 1,1 г/л и натрия с калием – 0,97 г/л. (таблица 4.2.1).

Таблица 4.2.1 - Химический состав попутно-добываемых пластовых и сточных вод

№п/п	№сква	Дата отбора	Плотность при 20°С, г/см <sup>3</sup>	РН	Содержание ионов, мг/дм <sup>3</sup> , мг-экв/дм <sup>3</sup> , %экв						Общая минерализация, мг/дм <sup>3</sup>	Общая минерализация, г/дм <sup>3</sup>	Общая жесткость, мг-экв/дм <sup>3</sup>	Коэффициенты метаморфизации				Тип воды по Сулину	Микрокомпоненты, мг/дм <sup>3</sup>				Н <sub>2</sub> S, мг/дм <sup>3</sup>	Мехпримеси, мг/дм <sup>3</sup>	Нефтепродукты, мг/дм <sup>3</sup>	Раств.кислород, мг/дм <sup>3</sup>	Фенолы, мг/дм <sup>3</sup>	Организация исполнитель																				
					HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>-2</sup>	Cl <sup>-</sup>	Ca <sup>2</sup>	Mg <sup>2+</sup>	Na <sup>+</sup> + K <sup>+</sup>				rCa <sup>2+</sup> /rMg <sup>+</sup>	rCl <sup>-</sup> /rNa <sup>+</sup>	rSO <sub>4</sub> <sup>2-</sup> /100	rSO <sub>4</sub> <sup>2-</sup> /rSO <sub>4</sub> <sup>2-</sup> + rCl <sup>-</sup>		Fe <sup>2+</sup>	Fe <sup>3+</sup>	J <sup>-</sup>	Br <sup>-</sup>																										
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																				
<b>Попутно-добываемые пластовые воды с юрских горизонтов Восточного Молдабека</b>																																																
1	72 (Iст)PBC	16.01.20	1,114	8,45	<b>268</b>	<b>6484</b>	<b>86975</b>	<b>3200</b>	<b>4317</b>	<b>47711</b>	<b>148955</b>	149,0	514,54	0,85	0,45	1,06	5,21	ХК	0	2									Лаб. ТОО "Атыраугидрогеология"																			
					4,40	134,87	2452,70	159,68	354,86	2075,43	5181,92																																					
					0,08	2,60	47,33	3,08	6,85	40,05	100,00																																					
2	72 (IIст)PBC	20.01.20	1,107	8,17	<b>244</b>	<b>6574</b>	<b>82538</b>	<b>2900</b>	<b>4317</b>	<b>45215</b>	<b>141788</b>	141,8	499,57	0,85	0,41	1,02	5,55	ХК	0	3									Лаб. ТОО "Атыраугидрогеология"																			
					4,00	136,74	2327,57	144,71	354,86	1966,85	4934,73																																					
					0,08	2,77	47,17	2,93	7,19	39,86	100,00																																					
3	72 (IIIст)PBC	25.01.20	1,106	7,9	<b>232</b>	<b>6597</b>	<b>80763</b>	<b>2800</b>	<b>3466</b>	<b>45796</b>	<b>139654</b>	139,7	424,63	0,87	0,49	1,00	5,68	ХК	6	0									Лаб. ТОО "Атыраугидрогеология"																			
					3,80	137,22	2277,52	139,72	284,91	1992,13	4835,29																																					
					0,08	2,84	47,10	2,89	5,89	41,20	100,00																																					
4	112 (Iст)PBC	07.01.20	1,131	8,3	<b>220</b>	<b>7265</b>	<b>96738</b>	<b>3500</b>	<b>4778</b>	<b>53932</b>	<b>166433</b>	166,4	567,40	0,86	0,44	0,97	5,25	ХМ	0	0									Лаб. ТОО "Атыраугидрогеология"																			
					3,61	151,11	2728,01	174,65	392,75	2346,04	5796,18																																					
					0,06	2,61	47,07	3,01	6,78	40,48	100,00																																					
5	112 (IIст)PBC	10.01.20	1,123	8,65	<b>220</b>	<b>4711</b>	<b>94075</b>	<b>3200</b>	<b>4378</b>	<b>51329</b>	<b>157913</b>	157,9	519,55	0,84	0,44	1,17	3,56	ХК	0	2									Лаб. ТОО "Атыраугидрогеология"																			
					3,61	97,99	2652,92	159,68	359,87	2232,81	5506,87																																					
					0,07	1,78	48,17	2,90	6,53	40,55	100,00																																					
6	112 (IIIст)PBC	13.01.20	1,123	8,17	<b>232</b>	<b>2538</b>	<b>97625</b>	<b>3200</b>	<b>4378</b>	<b>52593</b>	<b>160566</b>	160,6	519,55	0,83	0,44	1,29	1,88	ХК	0	0,5									Лаб. ТОО "Атыраугидрогеология"																			
					3,80	52,79	2753,03	159,68	359,87	2287,80	5616,97																																					
					0,07	0,94	49,01	2,84	6,41	40,73	100,00																																					
7	122 (Iст)	23.01.20	1,126	8,08	<b>256</b>	<b>8013</b>	<b>97625</b>	<b>3000</b>	<b>4013</b>	<b>56143</b>	<b>169050</b>	169,1	479,57	0,89	0,45	0,94	5,71	ХМ	0	0,8									Лаб. ТОО "Атыраугидрогеология"																			
					4,20	166,67	2753,03	149,70	329,87	2442,22	5845,68																																					
					0,07	2,85	47,10	2,56	5,64	41,78	100,00																																					
8	122 (IIст)	02.02.20	1,12	8,08	<b>268</b>	<b>6974</b>	<b>96738</b>	<b>2800</b>	<b>4621</b>	<b>54156</b>	<b>165557</b>	165,6	519,57	0,86	0,37	0,98	5,05	ХМ	30	0									Лаб. ТОО "Атыраугидрогеология"																			
					4,40	145,06	2728,01	139,72	379,85	2355,79	5752,82																																					
					0,08	2,52	47,42	2,43	6,60	40,95	100,00																																					
9	122 (IIIст)	05.02.20	1,12	7,93	<b>244</b>	<b>7367</b>	<b>96738</b>	<b>3400</b>	<b>3770</b>	<b>55254</b>	<b>166773</b>	166,8	479,55	0,88	0,55	1,05	5,32	ХК	30	0									Лаб. ТОО "Атыраугидрогеология"																			
					4,00	153,23	2728,01	169,66	309,89	2403,55	5768,35																																					
					0,07	2,66	47,29	2,94	5,37	41,67	100,00																																					
10	после ТФС до PBC	02.11.22	1,1	6,46	<b>170,8</b>	<b>0</b>	<b>89068,13</b>	<b>2605,2</b>	<b>1732,8</b>	<b>51584,4</b>	<b>145161,3</b>	145,2	272,44	0,89	0,91	1,88	0,00	ХК	4,48	16,94	4,62	123,24	0	260	17,86	1,27	0,015	АФ ТОО "КМГ Инжиниринг"																				
					2,80	0,00	2511,72	130,00	142,44	2243,92	5030,88																																					
					0,06	0,00	49,93	2,58	2,83	44,60	100,00																																					
11	после насоса ЦНС 180/212	02.11.22	1,0964	6,4	<b>158,6</b>	<b>0</b>	<b>85505,4</b>	<b>2605,2</b>	<b>2310,4</b>	<b>48175,8</b>	<b>138755,4</b>	138,8	319,91	0,87	0,68	1,66	0,00	ХК	0	18,76	4,2	118,3	0	124	35,38	2,16	0,01	АФ ТОО "КМГ Инжиниринг"																				
					2,60	0,00	2411,25	130,00	189,91	2095,65	4829,41																																					
					0,05	0,00	49,93	2,69	3,93	43,39	100,00																																					
12	PBC-2000	12.09.23	1,0964	6,57	<b>216,55</b>	<b>70</b>	<b>87729,89</b>	<b>3006</b>	<b>1580,8</b>	<b>50594,48</b>	<b>143197,7</b>	143,2	279,94	0,89	1,15	2,10	0,06	ХК	7,84	14,28	3,38	94,96	<0,8	78	85,1	0,025	АФ ТОО "КМГ Инжиниринг"																					
					3,55	1,46	2473,98	150,00	129,94	2200,86	4959,79																																					



### 4.3 Совместимость пластовых и утилизируемых вод

Для определения технологии захоронения сточных вод было проведено три лабораторных исследования совместимости пластовых вод среднеюрского горизонта полигона закачки и закачиваемых в этот горизонт утилизируемых вод. Результаты исследований приведены в данном разделе и текстовых приложениях 6-8.

Исследования проводились в лаборатории АО «Научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа», аккредитованной на соответствие требованиям ГОСТ ИСО/МЭК 17025-2009 в Государственной системе Технического Регулирования и метрологии РК, аттестат аккредитации № KZ.T.13.1064 от 3 ноября 2015г. Были выполнены следующие виды лабораторных исследований:

- определение физических свойств и химического состава;
- определение гранулометрического состава механических примесей;
- исследование коррозионной активности;
- определение сульфатовосстанавливающих бактерий;
- расчет карбонатной и сульфатной стабильности исходных вод;
- расчет карбонатной и сульфатной совместимости смеси вод;
- опытное определение совместимости смеси вод.

Пробы вод были отобраны в ноябре и декабре 2019 г. В таблице 4.3.1 приведено визуальное описание проб. Результаты определения физических свойств и химического состава вод, изучаемых на совместимость приведены в таблице 4.3.2.

Таблица 4.3.1 Визуальное описание проб

№ п/п	Место отбора	Описание пробы
1	РВС	Прозрачная вода, без запаха и осадка
	Скв. 72	Прозрачная вода, без запаха и осадка
2	РВС	Прозрачная бесцветная жидкость без наличия осадка
	Скв. 112	Прозрачная бесцветная жидкость с наличием желтого осадка
3	РВС	Вода прозрачная, с небольшим осадком светло-желтого цвета, с запахом технологической жидкости.
	Скв.122	Вода прозрачная, без осадка и запаха.

Таблица 4.3.2

## Физические свойства и химический состав вод, изучаемых на совместимость

Наименование показателей	В РВС попутно-добываемые сточные воды				В РВС попутно-добываемые пластовые воды	
	Опыт 1		Опыт 2		Опыт 3	
	Вода с РВС	Вода со скв №72	Вода с РВС	Вода со скв №112	Вода с РВС	Вода со скв №122
Дата отбора	25.11.19	15.11.19	25.11.19	24.11.19	23.12.19	23.12.19
Плотность г/см <sup>3</sup>	1,003	1,019	1,003	1,136	1,100	1,063
Кинематическая вязкость, мм <sup>2</sup> /с	1,0175	1,0321	1,0175	1,3227	1,2105	1,0993
рН	7,68	6,48	7,68	5,89	6,71	6,75
Суммарное содержание натрия и калия мг/л	968,07	10396,92	968,07	69924,83	50580,91	32850,21
Содержание кальция, мг/л	380,76	1252,5	380,76	3607,2	2905,8	2585,16
Содержание магния, мг/л	188,48	30,4	188,48	1580,8	1337,6	71744
Содержание хлоридов, мг/л	1824,18	17677,67	1824,18	118743,5	86849,66	56904,69
Содержание сульфатов, мг/л	1086,86	853,6	1086,86	не обн	50,21	483,22
Содержание карбонатов, мг/л	не обн	не обн	не обн	не обн	не обн	не обн
Содержание гидрокарбонатов, мг/л	152,5	36,6	152,5	38,6	195,2	61
Суммарная минерализация, мг/л	4600,85	29411,87	4600,85	193892,93	141919,38	93601,72
Тип воды	Cl-Mg	Cl- Mg	Cl-Mg	Cl-Ca	Cl-Ca	Cl-Ca

Общая жесткость ммоль/л	34,5	85	34,5	310	255	188
Содержание бария, мг/л	Не обн	6,24	Не обн	Не обн	7,0	Не обн
Содержание стронция, мг/л	23	61,4	23	102,7	113	81,1
Содержание цинка, мг/л	0,06	0,02	0,06	0,04	0,011	0,04
Содержание меди, мг/л	0,003	0,012	0,003	0,022	0,006	Не обн
Содержание свинца, мг/л	Менее 0,002	Не обн	Менее 0,002	Не обн	Не обн	Не обн
Содержание кадмия, мг/л	0,0007	0,0013	0,0007	0,04	0,06	Не обн
Содержание свободной двуокиси углерода, мг/л	13,94	12,76	13,94	50,53	61,6	25,96
Содержание сероводорода, мг/л	Не обн	Не обн	Не обн	Не обн	Не обн	Не обн
Содержание растворенного кислорода, мг/л	5,5	5,5	5,5	2,4	1,5	0,7
Содержание железа II, мг/л	Не обн	Не обн	Не обн	0,84	Не обн	Не обн
Содержание железа III, мг/л	Не обн	Не обн	Не обн	3,36	7,28	Не обн
Содержание нерастворимых в воде веществ, мг/л	Не обн	Не обн	Не обн	Менее 3	5,75	Не обн
Содержание нефтепродуктов, мг/л	0,05	0,08	0,05	0,17	1,03	0,06
Содержание фенолов, мкг/л мг/л	Менее 1 Менее 0,001	42 0,0042	Менее 1 Менее 0,001	42 0,0042	9,4 0,0094	2,6 0,0026

Примечания: 1. В опытах 1 и 2 использована общая проба воды с РВС;

2. Не обн – не обнаружено

### 4.3.1 Результаты определения гранулометрического состава механических примесей

Гранулометрический состав механических примесей определен гравиметрическим методом по СТ АО 37094-0000588-18-2013, суть которого состоит в замере количества частиц определенной крупности с дальнейшим расчетом количественного содержания в мг/л и процентах относительно полученного значения механических примесей. Измерение проводится на приборе контроля чистоты жидкости ПКЖ-904.1, принцип работы которого основан на преобразовании в электрический импульс изменения светового потока, вызванного прохождением частиц, содержащихся в контролируемой жидкости. Минимальный размер частиц, определяемый этим методом, начинается с 0,005 мм.

Результаты, полученные в ходе исследований приведены в таблице 4.3.3.

Таблица 4.3.3

Гранулометрический состав механических примесей утилизируемых вод

Дата отбора	Ед. измерения	Размер частиц, мм					
		Более 0,2	0,2-0,1	0,10,05	0,05-0,025	0,025-0,01	0,01-0,005
23.12.19	мг/л	н/о	н/о	0,1	0,59	2,58	2,47 -
	%	н/о	н/о	1,8	10,3	44,9	42,8 -
25.11.19	мг/л	н/о	н/о	н/о	н/о	н/о	н/о
	%	н/о	н/о	н/о	н/о	н/о	н/о
25.11.19	мг/л	н/о	н/о	н/о	н/о	н/о	н/о
	%	н/о	н/о	н/о	н/о	н/о	н/о

Проведенные исследования показали, что основная часть механических примесей представлена частицами размером от 0,005 до 0,025 мм.

### 4.3.2 Результаты исследования коррозионной активности

Исследования коррозионной активности рабочего агента проведено гравиметрическим методом в соответствии с ГОСТ 9.506-87 «Единая система защиты от коррозии и старения. Ингибиторы коррозии металлов в водно-нефтяных средах. Методы определения защитной способности» и СТ АО 970940000588-11-2010 «Оценка коррозионной агрессивности нефтепромысловых сред и защитного действия ингибиторов коррозии, совместимости с ингибиторами коррозии хим. реагентов, применяемых в нефтедобыче», разработанным АО «НИПИнефтегаз» на основе имеющегося опыта проведения аналогичных испытаний.

Сущность метода заключается в экспозиции металлических образцов (далее образец-свидетель), изготовленных из стали марки Ст3, в течение определенного времени в испытываемой среде в динамических условиях с последующей оценкой скорости коррозии по потере массы.

Испытания проводились в герметизированных ячейках с мешалкой «Монитор» в течение 6 часов при температуре 23°C. Мешалка с магнитным приводом «Монитор» дает возможность поддерживать движение жидкости в ячейке со скоростью 1,5 м/с, отвечающий требованиям ГОСТ 9.506-87.

По истечении времени испытания (6 часов) образцы-свидетели подвергались визуальному осмотру на наличие и цвет продуктов коррозии. В таблице 4.3.4 представлены результаты испытаний.

Таблица 4.3.4

#### Коррозионная агрессивность образцов воды на образцах-свидетелях

Наименование образца	Температура, испытаний, °С	Скорость коррозии		Коррозионная агрессивность среды
		г/м <sup>2</sup> *ч	мм/год	
Вода со скв № 72	23	0,6064	0,6791	Агрессивная
Вода с РВС	23	0,4145	0,4642	Среднеагрессивная
Вода со скв № 112	23	0,2374	0,2656	Среднеагрессивная
Вода с РВС	23	0,4145	0,4642	Среднеагрессивная
Вода со скв № 122	23	0,4472	0,5008	Агрессивная
Вода с РВС	23	0,2911	0,3260	Среднеагрессивная

По результатам испытаний утилизируемые воды (воды с РВС) характеризуются скоростью коррозии в интервале 0,1 - 0,5 мм/год, что относит их к среднеагрессивным водам.

#### 4.3.3 Результаты определения сульфатвосстанавливающих бактерий

Сульфатвосстанавливающие бактерии (СВБ) восстанавливают соли серной кислоты до сероводорода. Определение количества клеток сульфатвосстанавливающих бактерий было проведено согласно СТ АО 970940000588-09-2014 (АО «НИПИнефтегаз») методом предельных разведений. Сущность метода заключается в культивировании СВБ в питательной среде и количественном определении клеток бактерий. Для разведения и культивирования СВБ использовали специально подготовленные стерильные флаконы с питательной средой Постгейта «С». Тестирование каждой пробы проводили в трех независимых сериях, каждая, из которой

включала 8 последовательных десятикратных разведений.

Флаконы поместили в термостат на инкубацию в течение 21 суток при температуре от 30 до 36°C. В процессе инкубации вели наблюдение за изменением цвета среды. По окончании процесса инкубации визуально регистрировали отсутствие СВБ (нет изменения цвета среды). Полученные результаты проведенных лабораторных исследований представлены в таблице 4.3.5.

Таблица 4.3.5

#### Результаты лабораторных исследований проб воды на содержание СВБ

Номер опыта	Номер серии	Номер разведения							
		1	2	3	4	5	6	7	8
Опыт 1	Вода с РВС								
	1	-	-	-	-	-	-	-	-
	2	-	-	-	-	-	-	-	-
	3	-	-	-	-	-	-	-	-
	Вода со скважины 72								
	1	-	-	-	-	-	-	-	-
	2	-	-	-	-	-	-	-	-
Опыт 2	Вода с РВС								
	1	-	-	-	-	-	-	-	-
	2	-	-	-	-	-	-	-	-
	3	-	-	-	-	-	-	-	-
	Вода со скважины 112								
	1	-	-	-	-	-	-	-	-
	2	-	-	-	-	-	-	-	-
Опыт 3	Вода с РВС								
	1	-	-	-	-	-	-	-	-
	2	-	-	-	-	-	-	-	-
	3	-	-	-	-	-	-	-	-
	Вода со скважины 122								
	1	-	-	-	-	-	-	-	-
	2	-	-	-	-	-	-	-	-
3	-	-	-	-	-	-	-	-	

Проведенные исследования показали, что в пробах утилизируемой воды с РВС и в пластовых водах из нагнетательных скважин СВБ не обнаружены.

#### 4.3.4 Расчет карбонатной и сульфатной стабильности исходных вод

##### *Карбонатная стабильность исходных вод*

Карбонатная стабильность является одним из основных критериев оценки пригодности воды для захоронения, поскольку в процессах солеобразования

нерастворимых солей карбонаты занимают первое место. Расчет стабильности проанализированных вод в АО «НИПИнефтегаз» проводился в соответствии СТ АО 970940000588-14-2011 «Опытное определение совместимости вод нефтегазовых месторождений».

Под карбонатной стабильностью понимается способность воды или смеси вод сохранять в течение неограниченного времени свой химический состав и не выделять из раствора твердый карбонат кальция. Вода или смеси вод считаются стабильными по карбонату кальция, если выполняются два следующих условия:

- начальная концентрация гидрокарбонатов в воде или смеси не должна превышать их равновесной концентрации, т.е.  $C^H \leq C^P$ ;
- начальная концентрация свободной двуокиси углерода должна быть не меньше ее равновесной концентрации, т.е.  $C^H \geq C^P$ .

Результаты расчетов по стабильности вод приведены ниже в таблице 4.3.6, из которых следует, что воды изначально стабильны, как по гидрокарбонатам, так и по углекислоте.

Таблица 4.3.6

#### Карбонатная стабильность исходных вод

Наименование пробы	Условия стабильности по бикарбонатам	Условия стабильности по двуокиси углерода	Вывод
	$C^H \leq C^P$	$C^H \geq C^P$	
Вода с РВС	$0,0025 < 0,0026$	$0,0032 > 0,00027$	Стабильна
Вода со скважины 72	$0,00060 < 0,00108$	$0,00029 > 4,75 \cdot 10^{-5}$	Стабильна
Вода с РВС	$0,0025 < 0,0026$	$0,0032 > 0,00027$	Стабильна
Вода со скважины 112	$0,0006 < 0,0022$	$0,00115 > 0,00035$	Стабильна
Вода с РВС	$0,0032 < 0,0040$	$0,0014 > 0,0010$	Стабильна
Вода со скважины 122	$0,00099 < 0,00176$	$0,00059 > 0,00021$	Стабильна

#### Сульфатная стабильность исходных вод

Расчет сульфатной стабильности проводился по расчетной методике в соответствии с СТ АО 970940000588-14-2011 «Опытное определение совместимости вод нефтегазовых месторождений», которая определяет склонность нефтепромысловых вод к выделению твердых взвесей.

Согласно данной методики вычисляют коэффициент пересыщения  $S$ . Данный коэффициент вычисляется по концентрации содержащихся ионов, их коэффициентам активности, а также с учетом произведения растворимости образовавшихся соединений. В случае, если коэффициент пересыщения  $S$  больше единицы, вода считается склонной к выделению гипса  $CaSO_4$ .

В таблице 4.3.7 приведены расчетные данные, из которых сделан вывод о стабильности всех представленных вод по гипсу.

Таблица 4.3.7

## Сульфатная стабильность исходных вод

Наименование пробы		Коэффициент пересыщения S	Вывод
1	Вода с РВС	0,372	Стабильна
	Вода со скважины 72	0,166	Стабильна
2	Вода с РВС	$3,08 \cdot 10^{-6}$	Стабильна
	Вода со скважины 112	0,371	Стабильна
3	Вода с РВС	0,0023	Стабильна
	Вода со скважины 54	0,040	Стабильна

#### 4.3.5. Расчет карбонатной и сульфатной совместимости смеси вод

##### *Карбонатная совместимость смеси вод*

Расчет совместимости смеси вод проводится по долевному соотношению двух вод в составе смеси. Условием совместимости полученной смеси является условие ее стабильности, которое определяется точно также, как и условие стабильности исходных вод, только в контексте рассматриваемой смеси. Результаты проведенных расчетов показаны в таблице 4.3.8.

Таблица 4.3.8

## Расчетная карбонатная совместимость смеси вод

Соотношение вод в смеси, %		Условия стабильности по бикарбонатам $C^H \leq C^P$	Условия стабильности по двуокиси углерода $C^H \geq C^P$	Вывод
Вода с РВС	Вода со скв 72			
10	90	$0,00079 < 0,0013$	$0,0003 > 6,03 \cdot 10^{-5}$	Стабильна
20	80	$0,00098 < 0,0014$	$0,00030 > 7,3 \cdot 10^{-3}$	Стабильна
30	70	$0,0012 < 0,0016$	$0,00030 > 8,8 \cdot 10^{-5}$	Стабильна
40	60	$0,0014 < 0,0017$	$0,00030 > 0,00011$	Стабильна
50	50	$0,0016 < 0,0019$	$0,00030 > 0,00013$	Стабильна
60	40	$0,0017 < 0,0020$	$0,00031 > 0,00016$	Стабильна
70	30	$0,0019 < 0,0022$	$0,00031 > 0,00020$	Стабильна
80	20	$0,0021 < 0,0024$	$0,00031 > 0,00020$	Стабильна
90	10	$0,0023 < 0,0025$	$0,00031 > 0,00024$	Стабильна
Вода с РВС	Вода со скв 112			
10	90	$0,0009 < 0,0023$	$0,0011 > 0,0003$	Стабильна
20	80	$0,0010 < 0,0023$	$0,0020 > 0,0003$	Стабильна
30	70	$0,0012 < 0,0023$	$0,0022 > 0,0003$	Стабильна
40	60	$0,0014 < 0,0024$	$0,0024 > 0,0003$	Стабильна

Соотношение вод в смеси, %		Условия стабильности по бикарбонатам $C^H \leq C^P$	Условия стабильности по двуокиси углерода $C^H \geq C^P$	Вывод
50	50	0,0015 < 0,0024	0,0026 > 0,0003	Стабильна
60	40	0,0017 < 0,0025	0,0035 > 0,0003	Стабильна
70	30	0,0020 < 0,0025	0,0033 > 0,0003	Стабильна
80	20	0,0021 < 0,0026	0,0031 > 0,0002	Стабильна
90	10	0,0023 < 0,0028	0,0029 > 0,0002	Стабильна
Вода с РВС	Вода со скв 122			
10	90	0,00122 < 0,00202	0,0067 > 0,00027	Стабильна
20	80	0,00144 < 0,00227	0,00075 > 0,00033	Стабильна
30	70	0,00166 < 0,00251	0,00083 > 0,00040	Стабильна
40	60	0,00188 < 0,00275	0,00091 > 0,00047	Стабильна
50	50	0,00210 < 0,00320	0,00099 > 0,00055	Стабильна
60	40	0,00232 < 0,00342	0,00107 > 0,00063	Стабильна
70	30	0,00254 < 0,00342	0,00115 > 0,00071	
80	20	0,00276 < 0,00363	0,00122 > 0,00079	Стабильна
90	10	0,00298 < 0,00384	0,00131 > 0,00088	Стабильна

Расчеты показали, что смеси вод являются стабильными, а значит, данные воды совместимы в любых соотношениях.

### ***Сульфатная совместимость смеси вод***

Условия сульфатной совместимости смеси вод аналогичны условиям сульфатной стабильности исходных вод. Расчет совместимости проводился с шагом в 10% (результаты в таблице 4.3.9) и показал, что исследуемые смеси вод не склонны к гипсовывпадению и совместимы в любых соотношениях.

Таблица 4.3.9

### **Сульфатная совместимость смеси вод**

Соотношения вод, %		Условие коэффициент пересыщения $S < 1$	Вывод	Количество $CaSO_4$ , мг/л
Вода с РВС	Вода со скв.72			
10	90	0,324	Стабильна	0
20	80	0,291	Стабильна	0
30	70	0,266	Стабильна	0
40	60	0,245	Стабильна	0
50	50	0,228	Стабильна	0
60	40	0,213	Стабильна	0
70	30	0,199	Стабильна	0

80	20	0,187	Стабильна	0
90	10	0,176	Стабильна	0
Вода с РВС	Вода со скв.112			
10	90	0,141	Стабильна	0
20	80	0,089	Стабильна	0
30	70	0,062	Стабильна	0
40	60	0,045	Стабильна	0
50	50	0,032	Стабильна	0
60	40	0,022	Стабильна	0
70	30	0,014	Стабильна	0
80	20	0,084	Стабильна	0
90	10	0,037	Стабильна	0
Вода с РВС	Вода со скв.122			
10	90	0,005	Стабильна	0
20	80	0,007	Стабильна	0
30	70	0,010	Стабильна	0
40	60	0,013	Стабильна	0
50	50	0,016	Стабильна	0
60	40	0,020	Стабильна	0
70	30	0,024	Стабильна	0
80	20	0,029	Стабильна	0
90	10	0,034	Стабильна	0

#### 4.3.6. Опытное определение совместимости смеси вод

Опытное определение совместимости вод проводилось по СТ АО 970940000588-14-2011, согласно которому в лабораторных условиях приготавливают смеси вод в заданных процентных соотношениях, выдерживают в течение определенного времени, необходимого для реагирования, определяют наличие или отсутствие осадка, в случае его обнаружения количественно определяют его вес и проводят исследования состава его неорганической части. Перед смешением все воды предварительно фильтруются, чтобы осадок исходных вод не внес дополнительного вклада в процесс осадкообразования смеси.

Эксперименты по опытной совместимости проходили при заданной температуре 23-27,5°C, при постоянном перемешивании на шейкере со скоростью 127 - 135 оборотов в минуту. Результаты, полученные в ходе опытной совместимости, приведены в таблице 4.3.10.

Таблица 4.3.10

Результаты определения опытной совместимости вод

Наименование	Соотношение вод								
	10:90	20:80	30:70	40:60	50:50	60:40	70:30	80:20	90:10
	Вода с РВС: Вода со скважины 72								
Визуальное определение осадка	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Вода с РВС : Вода со скважины 112								
Визуальное определение осадка	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Вода с РВС : Вода со скважины 122								
Визуальное определение осадка	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Примечание: - отсутствие осадка									

Проведенные эксперименты показали, что в приготовленных смесях осадкообразование не выявлено.

#### 4.3.7 Итоги исследования совместимости пластовых и закачиваемых вод

Проведенные исследования совместимости утилизируемых вод с пластовыми водами участка закачки показали следующие результаты:

##### По расчетной стабильности и совместимости:

- утилизируемые воды и пластовые воды участка закачки стабильны как по карбонату кальция, так и по сульфату кальция, так как все условия стабильности полностью выполняются;
- смеси утилизируемых и пластовых вод совместимы в любых процентных соотношениях по карбонату и сульфату кальция.

##### По опытной совместимости:

- все смеси утилизируемых вод с пластовыми водами участка закачки не показали осадкообразования.

К закачиваемому агенту предъявляются определенные требования, регламентируемые СТ РК 1662-2007 «Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству». Соблюдение требований данного СТ позволит сохранить фильтрационные свойства коллекторов участка закачки.

По сероводороду, механическим примесям, нефтепродуктам и СВБ утилизируемые воды соответствуют требованиям.

Содержание кислорода превышает допускаемые 0,5 мг/л, что требует проведения мероприятий по удалению кислорода из воды.

Закачиваемые воды относятся к среднеагрессивным, что вызывает необходимость проведения мероприятий по антикоррозионной защите коммуникаций.

Водородный показатель должен находиться в пределах 4,5 – 8,5. Один из анализов показал 8,65. Таким образом, в некоторых случаях требуются мероприятия по снижению щелочности утилизируемой воды.

#### **4.4 Техника и технология сбора, подготовки и транспорта пластовой воды**

##### **4.4.1 Описание технологического процесса сбора, подготовки, транспорта и утилизации попутно-добываемых вод, промстоков на полигоне «Северный Котыртас»**

Скважинная продукция участка Северный Котыртас с добывающих скважин, имеющая в своем составе попутно-добываемую воду, по выкидным линиям поступает на АГЗУ для индивидуального замера дебита скважин. С АГЗУ газожидкостная смесь поступает на ЦППН «Кенбай» (Цех подготовки и перекачки нефти).

Принципиальная технологическая схема ЦППН «Кенбай» представлена на рисунке 4.1.

Вначале газожидкостная смесь с участка «Котыртас Северный» рабочим давлением  $P=2,5-3,5$  кгс/см<sup>2</sup> поступает на сепаратор НГС-1 V-25 м<sup>3</sup> I-ступени, по трубопроводу Ø219 мм, с протяженностью 4100 метр линий Ø325 мм. Отделившийся на I-ступени сепарации от нефти газ с давлением  $P=2,0-2,5$  кгс/см<sup>2</sup> по газопроводу Ø114мм подается в газосепаратор ГС-1-2,5-600-1. В газосепараторе ГС-1-2,5-600-1 газ собирается в конденсатосборник для сброса скопившегося конденсата осушки и для дальнейшего используется в качестве топлива на подогрев нефти в подогревателях ПТ16/150 и отопления социально-бытовых объектов.

Отсепарированная нефть, скопившаяся в нижней секции сбора жидкости нефтегазосепаратора, с давлением 1,5-2,2 кгс/см<sup>2</sup> поступает на вход ОБН-3000 №2, где по мере скопления производится сброс попутно-пластовой воды, с ОБН-3000 №2 на буферные емкости БЕ-50м<sup>3</sup> №1,2 V-0107А/В с дальнейшей откачки на РВС №1 и №2 V -2000м<sup>3</sup> участка ППД участка «Восточный Молдабек».

Также нефть с НГС-1 V-25 м<sup>3</sup> I-ступени поступает на печи подогрева ПП-0,63 №1, №2 для подогрева нефти, после чего подогретая нефть поступает на ОБН-3000 №1, №2.

Далее обезвоженная нефть с обводненностью до 10% с ОБН-3000 №2 для полного отделения газа от нефти (дегазация) с давлением  $P=1,2-0,8$  кгс/см<sup>2</sup> поступает на вход НГС-II-ступени V-12,5м<sup>3</sup> (КСУ) V-0105. Далее отделенная нефть с НГС поступает на ОПГ-100 №1, №2, также с НГС- II отделившаяся от газа нефть поступает на печи подогрева ПП-0,63 №1, №2.

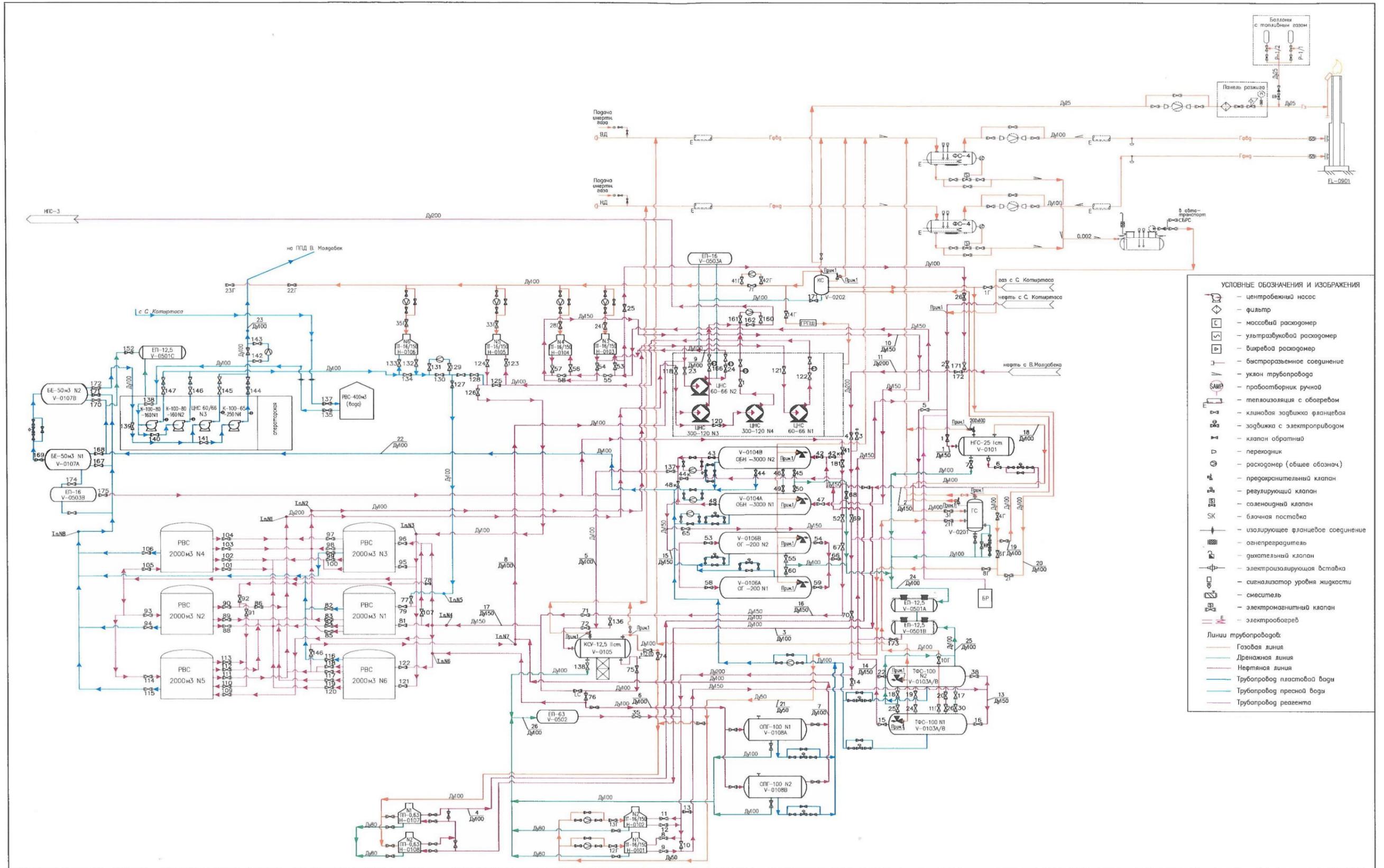


Рисунок 4.1. Принципиальная технологическая схема ЦПН «Кенбай»

На отстойниках ОПГ-100 №1, №2 идет процесс гравитационного отстоя нефти после чего нефть направляется на насосную станцию ЦНС 60-66.

С блока реагента (БР) поступает деэмульгатор марки «Недра-1» доза которого составляет 160-170 гр/тн поступает на входную линию нефти с сборного пункта участка «Восточный Молдабек» и также деэмульгатор поступает перед входом в НГС-1 V-25 м<sup>3</sup> I-ступени.

Предварительно подготовленная нефть с рабочим давлением P=2,5-4,0 кгс/см<sup>2</sup> откачивается через печь подогрева марки ПТ-16/150М №3 Н-0103, работающий в полном автоматическом режиме подогревается до температурой 25°-30°С и давлением на выходе печи подогрева P=2,2-2,5 кгс/см<sup>2</sup> поступает на входной нефтяной коллектор Ø219 мм поступающий со сборного пункта «Восточный Молдабек».

Нефтяная жидкость по коллектору Ø 159 мм с P=2,6-2,4 кгс/см<sup>2</sup> поступает на ПТ16/150 №1, №2. Подогретая нефть с T=35-40°С, P=2,2-2,0 кгс/см<sup>2</sup> по нефтяному коллектору Ø 159мм поступает в параллельные трехфазные сепараторы ТФС-100 V-0103 А/В.

Сброс попутной пластовой воды производится БЕ-50м<sup>3</sup> №1,2.

Нефтяная жидкость прокачивается через печь подогрева ПТ16/150 №4 на ОБН-3000 №1 V-0104 А.

Нефтяная эмульсия, поступающая с отстойников ОБН-3000 №1 с P=1,3 кгс/см<sup>2</sup>, обводненностью до 3% направляется на обессоливание в отстойники ОГ-200 №1, №2. Для обессоливания используется вода с водозаборных скважин месторождения С.Котыртас, собранная в водяном резервуаре V=400 м<sup>3</sup>.

Отделившаяся от пластовой воды нефть по коллектору Ø 159мм с P=1-3 кгс/см<sup>2</sup> поступает в технологический резервуар №3.

С резервуара №3 по переточной линии 820см поступает в товарные резервуары №2, №4, №5. Далее с товарных резервуаров отбираются пробы для определения содержание серы, солей и парафина. Если в товарных резервуарах №2, №4, №5 содержание хлористых солей выше 100 мг/дм<sup>3</sup> насосом ЦНС 60/66 №1 то повторно проводится процесс деэмульсации по технологической схеме через печь подогрева ПТ 16/150 №5.

**Отделившиеся попутно-добываемые пластовые и сточные воды по** водяной линии Ø 150мм поступают в буферные емкости БЕ-50 №1, №2. Далее попутно-добываемые пластовые и сточные воды с БЕ-50 №2 направляются к насосам ЦНС 60/66 №3, К 100-65-250 №4 для перекачки на СП Восточный Молдабек, и затем, после отстаивания в резервуарах №№1,2, каждый емкостью 1000м<sup>3</sup>, часть воды закачивается в систему ППД участка Восточный Молдабек, часть воды направляется на утилизацию в утилизационные скважины на месторождении Северный Котыртас.

В целях утилизации используются расконсервированные нагнетательные (утилизационные) скважины в количестве 11 единиц №72, 112, 135, 7, 56, 66,

101, 96, 98, 107, 122 полигона участка Северный Котыртас (рисунок 4.2). Предусмотрены также резервные утилизационные скважины №№74, 110.

В водораспределительном пункте ВРП-1 размещены отключающие запорные арматуры и расходомер для учета расхода воды. Подготовленная пластовая вода из резервуаров №1 и №2 поступает на прием имеющихся в работе насосных агрегатов №1, 2 ЦНС-180/212 (рабочие), а также резервного насосного агрегата №3 ЦНС-180/425, а затем по напорному водоводу через ВРП поступает на скважины утилизационного фонда.

Для сокращения протяженности высоконапорных водоводов, прокладываемых от КНС к нагнетательным скважинам по лучевой системе распределения воды устанавливается новый ВРП или используется существующий ВРП.

Прогнозный максимальный объем утилизируемых попутно-добываемых и сточных вод ожидается в объеме 5000 м<sup>3</sup>/сут.

Суммарная максимальная производительность двух имеющихся в работе насосов ЦНС-180/212 - 8640 м<sup>3</sup>/сут. На КНС имеются также 1 резервный насос ЦНС-180/425. Следовательно, существующее насосное оборудование позволяет достичь прогнозных показателей по закачке воды с большим запасом.

Наблюдение за процессом утилизации сточных вод будет вестись посредством 5 наблюдательных скважин №№ 5, 11, 139, 4Р, 94.

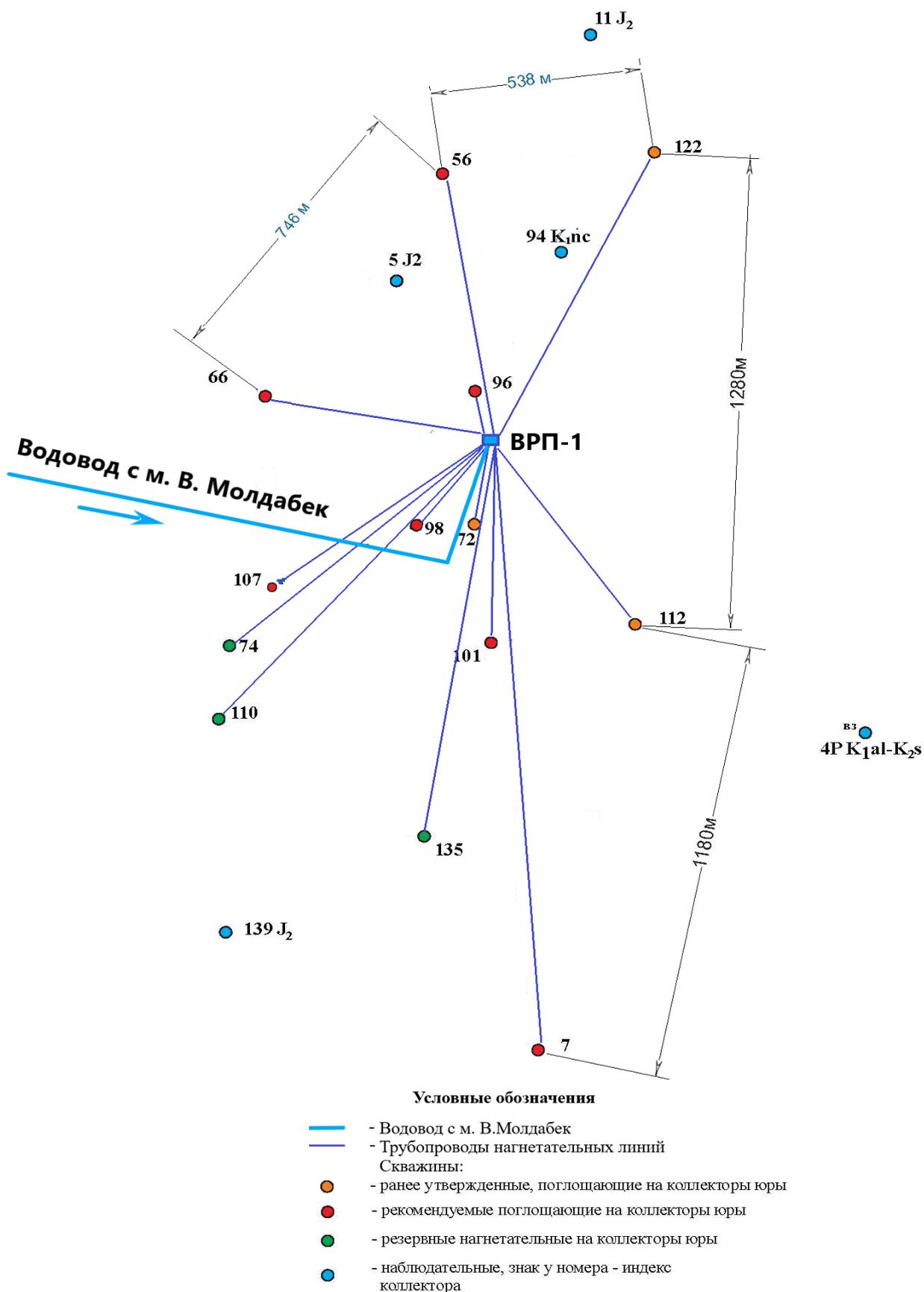
К конструкции поглощающих скважин предъявляются требования:

- устойчивость стенок ствола и надежное разобщение нефтеносных, газоносных и водоносных пластов;
- надежное сообщение ствола скважины с продуктивным пластом;
- герметизация устья и направление жидкости нагнетания в пласт;
- возможность проведения различных исследований в скважинах и ремонтно-профилактических работ со спуском приборов и специального оборудования.

На устье скважины должна быть смонтирована нагнетательная арматура, которая предназначена для обеспечения герметизации устья и колонны, а также подвески насосно-компрессорных труб.

При закачке воды в пласт подводящий водовод от насоса подключают к тройнику, а через отросток крестовины в кольцевое пространство закачивается жидкость.

Давление нагнетания воды в скважину зависит от статического уровня воды в скважине.



**Рисунок 4.2. Принципиальная технологическая схема утилизации (закачки) попутно-добываемых пластовых и сточных вод участка Северный Котыртас**

#### 4.4.2 Система очистки утилизируемых вод и требования к их качеству

Очистка утилизируемых попутно-добываемых пластовых и сточных вод осуществляется методом отстаивания в резервуарах №1 и 2 системы ППД, каждый емкостью 1000м<sup>3</sup>, расположенных на СП Восточный Молдабек.

Согласно Экологического кодекса Республики Казахстан, статья 216, пункт 5:

«Сброс сточных вод в недра запрещается, за исключением случаев закачки очищенных сточных вод в изолированные необводненные подземные горизонты и подземные водоносные горизонты, подземные воды которых не могут быть использованы для питьевых, бальнеологических, технических нужд, нужд ирригации и животноводства.

Очистка сточных вод в случаях, указанных в части первой настоящего пункта, осуществляется в соответствии с утвержденными проектными решениями по нефтепродуктам, взвешенным веществам и сероводороду.

Сброс иных загрязняющих веществ, не указанных в части второй настоящего пункта, при закачке сточных вод в недра нормируется по максимальным показателям концентраций загрязняющих веществ в соответствии с методикой, утвержденной уполномоченным органом в области охраны окружающей среды. Максимальные показатели концентраций загрязняющих веществ обосновываются при проведении оценки воздействия на окружающую среду или в проекте нормативов допустимых сбросов загрязняющих веществ. Сброс таких веществ с превышением установленных максимальных показателей концентраций загрязняющих веществ не считается сверхнормативной эмиссией.

Запрещается закачка в подземные горизонты сточных вод, не очищенных по нефтепродуктам, взвешенным веществам и сероводороду в соответствии с частью второй настоящего пункта».

Для попутно добываемых и сточных вод, закачиваемых в пласт на полигоне утилизации с целью сохранения фильтрационных свойств поглощающего горизонта, в который закачивается вода, ориентировочно можно придерживаться требований СТ РК 1662-2007г. «Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству». Астана, 2007г.

Согласно СТ РК 1662-2007 содержание нефти и механических примесей в воде, используемой для заводнения нефтяных пластов, устанавливается по таблице 4.4.1 (в рамках настоящего отчета для попутно добываемых и сточных вод, которые целью захоронения закачиваются в поглощающие горизонты эти нормы можно рассматривать только как ориентировочные).

**Таблица 4.4.1 - Допустимое содержание механических примесей и нефти в закачиваемой воде**

Проницаемость пористой среды коллектора, мкм <sup>2</sup>	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

На выбранном участке под закачку попутно-добываемых вод, промстоков в районе месторождения С. Котыртас предусмотрены водоносные горизонты средней юры, проницаемости которых не определялись, но по аналогии с среднеюрскими горизонтами участка Молдабек Восточный месторождения Кенбай можно их принять варьирующими от  $150,6 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> до  $153,6 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. Поэтому ориентировочно принимаем допустимое содержание в закачиваемой в целях утилизации воде: механических примесей – до 50 мг/л, нефти – до 50 мг/л.

Согласно проведенным в рамках составления настоящего отчета лабораторным исследованиям от 16.09.2025г содержание в закачиваемой в целях утилизации воде на выходе из РВС составляет: взвешенных веществ – 100 мг/л, нефтепродуктов – 0,26 мг/л.

Следовательно, можно рекомендовать установить дополнительное оборудование для очистки закачиваемой воды от твердых взвешенных веществ.

## 5. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ВЫПОЛНЕНИЮ РЕКОМЕНДАЦИЙ

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

При вводе в эксплуатацию объектов закачки утилизацию попутно-добываемых вод, промстоков можно производить в уже подготовленные нагнетательные скважины. Решения о необходимости расширения участка эксплуатации пространства недр за счет ввода в эксплуатацию новых нагнетательных и наблюдательных скважин будут приниматься в ходе эксплуатации участка.

При расширении участка закачки за счет новых нагнетательных скважин рекомендуется проводить перфорацию в тех интервалах, где по данным ГИС были определены водоносные пласты.

При эксплуатации участка рекомендуется 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 Котырмас Северный аппараты глубокой очистки воды;
- В случае необходимости частичного восстановления приемистости нагнетательных скважин можно проводить закачки 15-24%-ной соляной кислоты объемом 8-10 м<sup>3</sup>. Периодичность закачки кислоты и её объем необходимо корректировать, исходя из темпа закачки стоков и роста давления на устье скважины. Для предотвращения излишних капитальных затрат на бурение новых скважин взамен кольматированных необходимо поставить специальные исследовательские работы по подготовке стоков и разработке мероприятий по восстановлению приемистости нагнетательных скважин. Также не исключается возможность введения дополнительно резервных нагнетательных скважин путем перевода их из фонда законсервированных скважин АО ЭМГ.
- Постоянно вести мониторинг работы по закачке попутно-добываемых вод, 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.

Информацию, полученную по результатам проведенных опытных работ, необходимо предоставлять в виде геологического отчета. Информацию по результатам режимных наблюдений и мониторинга, в обязательном порядке, необходимо передавать в виде ежегодных отчетов в компетентные органы.

## 6. КАЛЕНДАРНЫЙ ГРАФИК ЗАКАЧКИ ПЛАСТОВЫХ ПОПУТНО-ДОБЫВАЕМЫХ ВОД, ПРОМСТОКОВ

### 6.1 Прогнозируемые объемы вод, подлежащие утилизации

На полигоне закачки выполняется захоронение попутно-добываемых пластовых вод с участка Молдабек Восточный и сточных вод участка Котыртас Северный.

*Попутно-добываемые пластовые воды* извлекаются вместе с нефтью на участке Молдабек Восточный месторождения Кенбай. По мере выработки залежи увеличивается обводненность нефти и на конечной стадии она может достигать 95-98%. С ростом обводненности нефти количество пластовой воды, извлекаемой из недр, увеличивается.

*Попутно-добываемые сточные воды* образуются из технологической воды, добываемой водозаборными скважинами в сеноманском водоносном горизонте и используемой при обессоливании нефти на участке Котыртас Северный.

Закачка попутно-добываемых и сточных вод выполняется с февраля 2021 года, в таблице 6.1 приведены данные по фактическим объемам утилизируемых попутно-добываемых вод.

В проекте разведки полигона закачки закладывался первоначально 25-летний срок эксплуатации полигона со среднесуточным объемом закачки в 1602,7 м<sup>3</sup>/сут на конец срока эксплуатации в 2050 г. Но в связи с тем, что срок действия Контракта на проведение разведки и добычи углеводородов №37 от 16.01.1996, в соответствии с Дополнением №5 к Контракту действителен до 16.01.2041 года в настоящем отчете приняты расчеты для объема утилизируемых вод до 2041г включительно.

После апробирования материалов геологического отчета по переоценке полигона ГКЭН в ноябре 2023 г. был рекомендован срок эксплуатации полигона - 7 лет (до 2030 г включительно).

По прогнозу НГДУ «Кайнармунайгаз» АО «Эмбаунайгаз» на 31 декабря 2041 года накопленный объем утилизируемых вод составит в объеме 33 982,7тыс. м<sup>3</sup> со среднесуточным расходом 5000 м<sup>3</sup>/сут на конец срока действия Контракта (Табл. 6.1), на 31 декабря 2030 г накопленный объем утилизируемых вод с учетом эксплуатации всех скважин составит 13982,7 тыс. м<sup>3</sup> со среднесуточным расходом 5000 м<sup>3</sup>/сут.

На рисунке 6.1 приведены прогнозируемые объемы вод, подлежащие утилизации на полигоне, и среднесуточные объемы попутно-добываемых вод, промстоков месторождения Кенбай.

На рисунке 6.2 показана прогнозируемая динамика утилизации попутно-добываемых вод, промстоков по годам месторождения Кенбай.

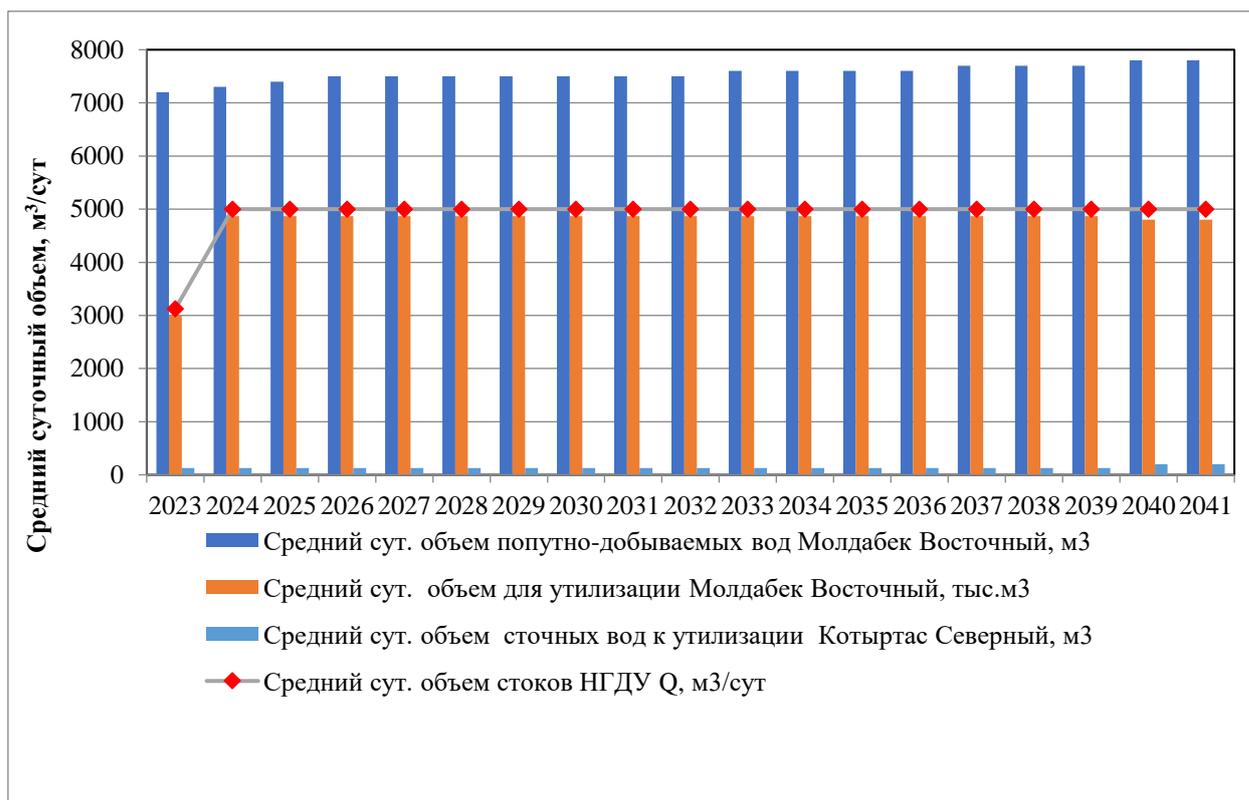


Рис. 6.1 Прогнозируемые объемы сточных вод

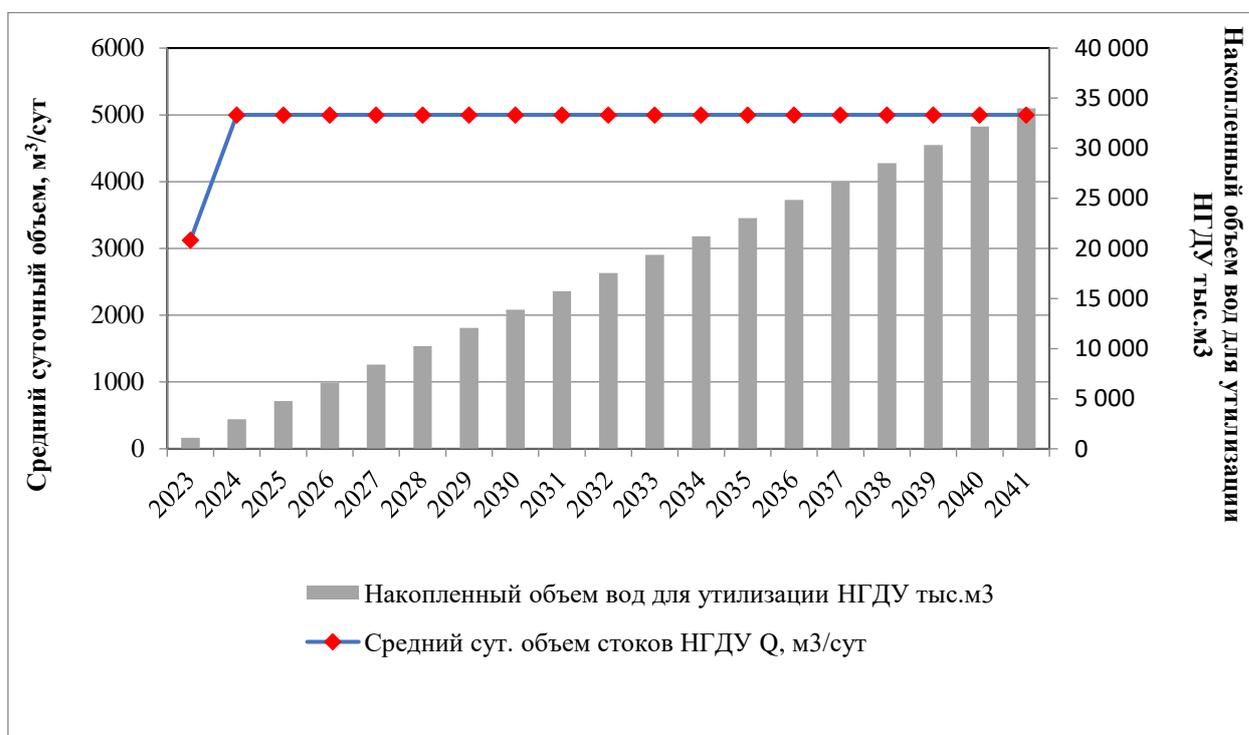


Рис. 6.2 Прогнозируемая динамика утилизации попутно-добываемых вод, промстоков по годам

Таблица 6.1.1 - Прогнозируемые объемы попутно-добываемых вод, промстоков, подлежащих утилизации на полигоне Северный Котыртас на период 2023-2041гг

№№ п/п	Годы	*Средняя приемистость на одну скв, м <sup>3</sup> /сут	Средний сут. объем попутно-добываемых вод Молдабек Восточный, тыс.м <sup>3</sup>	Средний сут. объем закачки рабочего агента (вода) Молдабек Восточный, тыс.м <sup>3</sup>	Средний сут. объем для утилизации Молдабек Восточный, тыс.м <sup>3</sup>	Накопленный объем для утилизации попутно-добываемых вод Молдабек Восточный,	Средний сут. объем сточных вод к утилизации Котыртас	Накопленный объем для утилизации	Накопленный объем вод для утилизации НГДУ тыс.м <sup>3</sup>	Накопленный объем вод для утилизации НГДУ, м <sup>3</sup>	Средний сут. объем стоков НГДУ Q, м <sup>3</sup> /сут
1	2023	313	7200	4205	2995	1 060,23	130	47,45	1 107,68	1 107 680,00	3125
2	2024	500	7300	2430	4870	2 842,65	130	95,03	2 937,68	2 937 680,00	5000
3	2025	500	7400	2530	4870	4 620,20	130	142,48	4 762,68	4 762 680,00	5000
4	2026	500	7500	2630	4870	6 397,75	130	189,93	6 587,68	6 587 680,00	5000
5	2027	500	7500	2630	4870	8 175,30	130	237,38	8 412,68	8 412 680,00	5000
6	2028	500	7500	2630	4870	9 957,72	130	284,96	10 242,68	10 242 680,00	5000
7	2029	500	7500	2630	4870	11 735,27	130	332,41	12 067,68	12 067 680,00	5000
8	2030	500	7500	2630	4870	13 512,82	130	379,86	13 892,68	13 892 680,00	5000
9	2031	500	7500	2630	4870	15 290,37	130	427,31	15 717,68	15 717 680,00	5000
10	2032	500	7500	2630	4870	17 072,79	130	474,89	17 547,68	17 547 680,00	5000
11	2033	500	7600	2730	4870	18 850,34	130	522,34	19 372,68	19 372 680,00	5000
12	2034	500	7600	2730	4870	20 627,89	130	569,79	21 197,68	21 197 680,00	5000
13	2035	500	7600	2730	4870	22 405,44	130	617,24	23 022,68	23 022 680,00	5000
14	2036	500	7600	2730	4870	24 187,86	130	664,82	24 852,68	24 852 680,00	5000
15	2037	500	7700	2830	4870	25 965,41	130	712,27	26 677,68	26 677 680,00	5000
16	2038	500	7700	2830	4870	27 742,96	130	759,72	28 502,68	28 502 680,00	5000
17	2039	500	7700	2830	4870	29 520,51	130	807,17	30 327,68	30 327 680,00	5000
18	2040	500	7800	3000	4800	31 277,31	200	880,37	32 157,68	32 157 680,00	5000
19	2041	500	7800	3000	4800	33 029,31	200	953,37	33 982,68	33 982 680,00	5000

\*доказанная суммарная приемистость 3-х поглощающих скважин составляет 1201,98 м<sup>3</sup>/сут

Цветом помечен разрешенный срок эксплуатации полигона закачки до 2030 г включительно

## **7. ЛИКВИДАЦИЯ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ**

### **7.1 Ликвидация скважин**

Все работы по ликвидации скважин проводятся по утвержденному плану организации работ на каждую скважину (составлен отдельный проект План ликвидации последствий использования пространства недр на месторождении Северный Котыртас.)

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 определения кровли цементного моста, необходимо сначала разбурить цементный мост, проверить техническое состояние колонны, установка цементного моста будет зависеть от мощности интервала перфорации.

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

При ликвидации скважины со спущенной эксплуатационной колонной, указанной в пункте 1 настоящих Требований, в интервалы перфорации обсадной колонны должны быть установлены цементные мосты по всей его мощности и на 20 метров ниже и выше 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 скважины без спущенной эксплуатационной колонны, указанной в пункте 1 настоящих Требований, в интервалах залегания газонефтеводонасыщенных пластов должны быть установлены цементные мосты.

Высота каждого моста должна быть равна высоте толщины пласта плюс 20 метров выше кровли и 20 метров ниже подошвы пласта. Над кровлей верхнего пласта цементный мост устанавливается высотой не менее 50 метров.

При ликвидации скважины без спущенной эксплуатационной колонны, указанной в пункте 1 настоящих Требований, в разрезе которой отсутствуют газонефтеводонасыщенные пласты, в башмаке последней обсадной колонны должен быть установлен цементный мост высотой не менее 50 метров.

При ликвидации скважин, указанных в пункте 5 настоящих Требований, продуктивный пласт перекрывается цементным мостом по всей его мощности и на 100 метров выше кровли. Если эксплуатационная колонна в ликвидированную скважину не спущена, то в башмаке последней промежуточной колонны дополнительно должен устанавливаться цементный

мост высотой не менее 100 метров. При наличии стыковочных устройств в последней спущенной в скважину колонне (эксплуатационной или промежуточной) в интервале стыковки секций должен быть установлен цементный мост на 50 метров ниже и выше места стыковки.

Тампонажный материал, используемый для установки мостов, должен быть коррозионноустойчивым 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, на суше глубиной более пяти тысяч метров, устанавливается армированная бетонная тумба размером 1х1х1 метров, где устанавливается табличка (Рис.17), на которой рельефно (для обеспечения сохранности данных) указываются номер и географические координаты скважины, наименование месторождения, недропользователь, компания ликвидировавшая скважину, дата ликвидации. На скважинах, требующих переоборудование устья скважин или восстановления бетонной тумбы и репера, не будут производиться работы по физической ликвидации с установкой изоляционно-ликвидационных мостов.

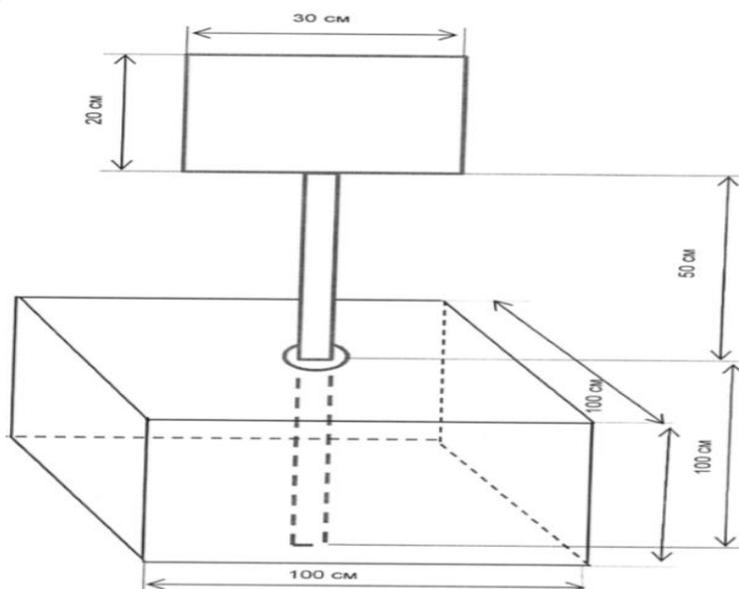


Рис. 7.1 – Схема установки репера и тумбы при ликвидации скважины

<b>Скважина № _____</b>
<b>Месторождение:</b>
<b>Географические координаты:</b>
<b>Недропользователь: _____</b>
<b>Дата начала бурения:</b>
<b>Дата конца бурения:</b>
<b>Дата ликвидации:</b>

**Рисунок 7.2 – Пример металлической таблички, устанавливаемой на приваренную глухую заглушку при ликвидации скважины**

### **7.3 Ликвидация последствий деятельности АО «Эмбаунайгаз» на месторождении Северный Котыртас**

Ликвидация последствий деятельности АО «Эмбаунайгаз» на месторождении Северный Котыртас будет производиться по следующим направлениям:

- физическая ликвидация скважин с установкой цементных мостов
- демонтаж наземного и подземного оборудования скважин и коммуникаций с вывозом за пределы месторождения
- демонтаж сооружений, используемых при эксплуатации пространства недр на участке Котыртас Северный.

Расчет стоимости ликвидации выполнен согласно объемам работ, представленным Заказчиком.

В работе проведена ориентировочная оценка необходимых материально-технических, трудовых затрат на производственно-хозяйственных объектов и сооружений.

#### **7.3.1 Затраты на ликвидацию скважин**

Затраты времени на организацию работ на 1 скважину приняты согласно нормативам продолжительности ремонтно-восстановительных работ скважин по АО «Эмбаунайгаз» (табл. 7.3.1).

**Таблица 7.3.1 - Стоимость выполнения работ по ликвидации скважин**

<b>№ п/п</b>	<b>Месторождение</b>	<b>№ скв.</b>	<b>Норма времени на изоляционно-ликвидационные работы, ч</b>	<b>Стоимость 1 бригадо- час, тенге</b>	<b>Расходы на ликвидацию одной скважины (без ДС),тенге</b>
<b>1</b>	Котыртас	4Р	208,00	47 430	9 865 440
<b>2</b>	Котыртас	5	208,00	47 430	9 865 440
<b>3</b>	Котыртас	7	208,00	47 430	9 865 440
<b>4</b>	Котыртас	11	208,00	47 430	9 865 440
<b>5</b>	Котыртас	56	208,00	47 430	9 865 440

6	Котыртас	66	208,00	47 430	9 865 440
7	Котыртас	72	208,00	47 430	9 865 440
8	Котыртас	94	208,00	47 430	9 865 440
9	Котыртас	96	208,00	47 430	9 865 440
10	Котыртас	98	208,00	47 430	9 865 440
11	Котыртас	101	208,00	47 430	9 865 440
12	Котыртас	112	208,00	47 430	9 865 440
13	Котыртас	110	208,00	47 430	9 865 440
14	Котыртас	139	208,00	47 430	9 865 440
15	Котыртас	107	208,00	47 430	9 865 440
16	Котыртас	135	208,00	47 430	9 865 440
17	Котыртас	74	208,00	47 430	9 865 440
18	Котыртас	122	208,00	47 430	9 865 440
<b>Итого:</b>					<b>177 577 920</b>

### 7.3.2 Затраты на установку реперов с тумбами

Затраты на установку бетонных тумб с реперами на устьях ликвидированных скважин

В разряд работ по ликвидации последствий деятельности подпадают также работы по установке армированных бетонных тумб с реперами.

При ликвидации участка эксплуатации пространства недр Котыртас Северный необходимо установить 18 бетонных тумб с реперами. Сметная стоимость установки одной тумбы с репером в ценах по состоянию на 3 квартал 2023г. составила 452 366 тенге без НДС.

Таким образом затраты на установку 18 бетонных тумб с реперами составят:  $452\,366 \text{ тенге} \times 18 \text{ ед.} = 8\,142\,588 \text{ тенге}$ .

### 7.3.3 План производства работ по установке тумбы с репером

Работы по установке армированной бетонной тумбы с репером производятся вручную непосредственно на устье скважины в следующей последовательности:

1. Планировка поверхности земли на устье скважины.
2. Сборка и установка опалубки, представляющей собой стальные листы толщиной 5 мм размером 1м×1м, соединяемые при сборке болтами с гайками.
3. Установка заранее изготовленного каркаса из стальной арматуры Ø 14мм с обвязкой гладкокатынным прутком Ø 6 мм.
4. Установка по центру устья скважины предварительно изготовленного репера: стальной пластины толщиной 5 мм размером 0,2м×0,2м, приваренной к стальному прутку Ø 16мм длиной 1,5м, на которой сваркой рельефно (для обеспечения сохранности данных) указываются номер скважины, наименование месторождения, недропользователь, дата ликвидации.
5. Подготовка бетонной смеси
6. Заливка бетонной смеси с трамбовкой
7. Разборка опалубки после затвердевания бетона.

## 8. СПЕЦИАЛЬНЫЙ КОМПЛЕКС МЕРОПРИЯТИЙ ПО ОХРАНЕ НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

### 8.1. Мониторинг подземных и поверхностных вод

Подземное захоронение попутно-добываемых вод, промстоков осуществляется путём их закачки в нагнетательные скважины в поглощающие горизонты, не содержащие подземные воды, которые могут быть использованы для хозяйственно-питьевых, бальнеологических целей. Для проведения захоронения сточных вод отводится специально участок под эксплуатацию пространства недр с целью утилизации, на территории которого размещается комплекс поверхностных и подземных сооружений, предназначенных для сбора и удаления отходов, контроля за их состоянием и миграцией в недрах.

В зависимости от гидрогеологических условий района, размера водовмещающего пласта, состава и количества попутно-добываемых и сточных вод определяется состав и объём планируемых гидрогеологических работ для мониторинга подземных и поверхностных вод.

Мониторинг на участке проводится с целью установления масштабов влияния утилизации попутно-добываемых вод, промстоков на изменение гидрогеологических условий района во времени и пространстве, в том числе качественного состава подземных вод, для формирования базы данных по мониторингу подземных вод в районе.

В состав гидрогеологических исследований на площади участка входят:

1. Стационарные режимные наблюдения;
2. Отбор проб воды;
3. Опытные работы;
4. Лабораторные работы (таблица 8.1.1).

Таблица объемов планируемых работ приведена в таблице 8.1.2.

#### **Стационарные режимные наблюдения**

Ежедневный мониторинг скважины проводится для обеспечения безопасной работы. Измерения уровня воды и температуры в наблюдательных скважинах проводятся не реже 1-го раза в год, в нашем случае 2 раза в год.

Данные будут передаваться в отдел экологии для дальнейшего предоставления в МД «Запказнедра» для создания базы данных.

Периодичность получения этих данных будет рассматриваться и при необходимости корректироваться в ходе геологического сопровождения проекта.

Продолжительность работ 12 месяцев.

**Замеры уровня:** 2 замера в год\*5 скважин =10 замеров.

**Замеры пластовой температуры:** 2 замера в год\*5 скважин =10 замеров.

**Замеры пластового давления:** 2 замера в год\*5 скважин =10 замеров.

### **Отбор проб воды**

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 изучается во взаимосвязи с режимом уровней, расходов и температуры.

Общий объем по отбору составляет 8 проб:

#### **1. Отбор проб глубинным пробоотборником:**

1 проба \*1 раз в год \*2 скважины (на верхние горизонты) =2 пробы.

2 пробы \*1 раз в год \*3 скважины (на поглощающий горизонт) =6 проб.

Потребность в анализах проб воды и их количестве приведены в таблице 8.1.1.

### **Лабораторные работы**

Пробы воды анализируются для определения физико-химических свойств попутно-добываемых и пластовых вод и определения их совместимости. Анализы выполняются в химической лаборатории с определением полного химического, микрокомпонентного состава вод и анализа вод на наличие взвешенных частиц, нефтепродуктов, фенолов (таблица 8.1.1).

Анализ на совместимость пластовых вод из 1-й наблюдательной скважины, эксплуатирующей основной горизонт и попутно – добываемых вод производится 1 раз в год (1 анализ).

При составлении перечня ингредиентов, определяемых в попутно-добываемых и пластовых водах, учитывались те, которые определялись на момент разведки участка утилизации и являлись неприемлемыми в определенных количествах при закачке попутно-добываемых вод в поглощающие пласты.

Для проведения химических анализов проб воды периодически будут привлекаться независимые лаборатории. Общий объем анализов составляет 9 анализов.

Таблица 8.1.1

## Отбор проб воды на анализ в химические лаборатории

Наименование показателей	Место отбора проб	Ионный состав, Микрокомпонентный (йод, бром), мг/л	Фенолы, мг/л	Растворенный кислород, мг/л	Нефтепродукты, мг/л	Механические примеси, мг/л	H <sub>2</sub> S мг/л	Fe (+3) мг/л	Вязкость, мм <sup>2</sup> /с	Плотность, г/см <sup>3</sup>	рН	Сроки, количество проб
Попутно-добываемые воды	с РВС	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	1 раз в год 3*1=3
Отбор проб глубинным пробоотборником	Скважины на основной горизонт скв 11 (J <sub>2</sub> ), 139 (J <sub>2</sub> ), 5 (J <sub>2</sub> )	+	+		+		+	+	+	+	+	1 раз в год 2*1*3=6
Отбор проб глубинным пробоотборником	Скважины на верхние горизонты скв 94 (K1nc), 4P (K1al+K <sub>2</sub> s)	+	+		+		+	+	+	+	+	1 раз в год 1*1*2=2
Анализ на совместимость попутно-добываемых и пластовых вод	с РВС и со скв 11 (J <sub>2</sub> ), 139 (J <sub>2</sub> )	Результаты определения СВБ. Расчеты карбонатной и сульфатной стабильности вод. Расчеты карбонатной и сульфатной совместимости смеси вод. Опытное определение совместимости смеси вод									1 раз в год 1*1*2=2	

Таблица 8.1.2

Таблица объемов планируемых работ.

№№ пп	Виды работ	Единицы измерения	Количество
1	2	3	4
1	Стационарные режимные наблюдения: 1. Замер уровня 2. Замер температуры	Замер	1*2*5=10 1*2*5=10
2	Отбор проб глубинным пробоотборником: 1. из наблюдательных скважин на основной горизонт 2. из наблюдательных скважин на верхние горизонты	проба	2*1*3=6 1*1*2=2
3	Отбор проб из РВС	проба	2*1*2=4
4	Лабораторные работы	анализ	11

## 8.2. Производственный и экологический мониторинг

В настоящее время в Республике Казахстан отсутствует Методика по расчету нормативов и значения предельно – допустимых концентраций (ПДК) загрязняющих веществ в попутно-добываемых водах, закачиваемых в подземные, надежно изолированные горизонты.

Существующие ПДК загрязняющих веществ в сточных водах, отводимых в водные объекты рыбохозяйственного и питьевого назначения, учитывают предел допустимого воздействия загрязняющего вещества на организм человека, рыб, и флору водоемов. Поэтому эти ПДК не применимы для попутно-добываемых вод, закачиваемых в подземные надежно изолированные горизонты, воды которых нельзя использовать в качестве источников водоснабжения для питьевых, производственных и бальнеологических целей.

На момент составления проекта были подготовлены 15 скважин (10 нагнетательные и 5 наблюдательные) из фонда бездействующих скважин АО «Эмбаунайгаз».

По предварительным расчетным данным стационарными источниками загрязнения в атмосферный воздух на 2020-2030гг в процессе разделение попутно добываемых вод от нефти выбрасывается 374,2014 т/год загрязняющих веществ.

### *Охрана атмосферного воздуха*

Источниками воздействия на атмосферный воздух, является технологическое оборудование, установки, системы основного и вспомогательных производств. На основе запланированных работ в проекте была проведена предварительная инвентаризация источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу. К предположительным источникам

выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при оценке работ можно отнести нижеперечисленные источники:

Организованными и неорганизованными источниками выбросов в процессе разделение попутно добываемых вод от нефти являются:

- Печь ПТ-16/150;
- Резервуар 1000м<sup>3</sup>.
- АГЗУ;
- Нефтегазосеператор;
- Отстойник ОБН-200м<sup>3</sup>;
- Блочная емкость -50м<sup>3</sup>;
- Насос;
- Отделитель песка ОП;
- Отстойник нефти.

По предварительным расчетным данным стационарными источниками загрязнения в атмосферный воздух на 2020-2030гг в процессе разделения попутно добываемых вод от нефти выбрасывается 25,76878 т/год загрязняющих веществ.

На участке задействованы 4 скважины, из них №№ 72, 112, 96, 98 - нагнетательные скважины, введенные в действие с 2021 г.

Скважины №№66, 101 – из фонда наблюдательных скважин переходят в нагнетательный.

Дополнительно войдут 6 новых поглощающих скважин (№№ 7, 56, 66, 101,107, 135).

В резервный фонд скважин войдут скв №№74, 110.

В целях детальной оценки воздействия на окружающую среду в последующем разрабатывается проект ОВОС, где нормируются выбросы с установлением предельно-допустимых выбросов (ПДВ) при капитальном ремонте рассматриваемых скважин.

Характерная большая подвижность воздушных масс в районе месторождения создает условия интенсивного проветривания, что исключает возникновение застойных зон.

При этом отметим, что воздействие при капитальном ремонте скважин на воздушную среду является кратковременным, и после окончания буровых работ экологическое состояние воздушного бассейна восстановится до уровня бывшего до их проведения.

### ***Охрана почв и грунтов***

В данном проекте приводится характеристика антропогенных факторов (физических и химических) воздействия на почвенный покров и почвы, связанных с реализацией данного проекта.

Антропогенные факторы воздействия выделяются в две большие группы:

- физические;

- химические.

Воздействие физических факторов в большей степени характеризуется механическим воздействием на почвенный покров:

- при движении автотранспорта;

К химическим факторам воздействия при производстве вышеназванных работ – привнос загрязняющих веществ в почвенные экосистемы при возможных разливах пластовых вод.

Интенсивное неупорядоченное движение автотранспорта может привести к разрушению поверхностной солевой корочки и активизации процесса ветрового и солевого переноса. Интенсивное развитие процессов дефляции обуславливается также высокой ветровой активностью, характерной для этой территории. Дорожно-транспортное нарушение почв связано, прежде всего, с их переуплотнением внутри месторождений.

По масштабам воздействия все виды химического загрязнения почв относятся к точечным.

Основными задачами охраны ОС, заложенных в проекте являются максимально возможное сохранение почвенного покрова, возможность соблюдения установленных нормативов земельного отвода, проведение рекультивации почвенно-растительного покрова.

### ***Поверхностные воды***

Поверхностные воды в меньшей степени подвержены негативному воздействию будущих площадок, поскольку участок закачки попутно добываемых вод расположен вдали от существующих поверхностных водотоков и водоемов, что не требует разработки специальных мероприятий по их защите.

### ***Подземные воды***

Подземные воды наиболее уязвимы перед экологической опасностью, связываемой с эксплуатацией участка подземного захоронения, поскольку первыми примут на себя возможные загрязнения.

Участки распространения пресных подземных вод, имеющие практического значения для организации хозяйственного водоснабжения в районе месторождения Северный Котыртас отсутствуют. Все крупные месторождения подземных вод хозяйственного водоснабжения Атырауской области расположены на значительном удалении от места будущего участка закачки, что является положительным моментом, поэтому загрязнение их в общепринятых понятиях времени не ожидается.

### ***Радиационная безопасность***

Во время капитального ремонта скважин гамма каротаж не выявил в них участков с превышением радиационных норм. Проводившиеся замеры

радиационного фона (в отчете «Разведка полигона ....») показали его нахождение в пределах нормы.

### ***Санитарно-защитные зоны***

В составе проектируемых мероприятий по охране недр и окружающей среды на участке закачки попутно-добываемых вод необходимо предусмотреть организацию санитарно-защитных зон (СЗЗ).

Первый пояс устанавливается в радиусе 30м от нагнетательных и наблюдательных скважин, а также вспомогательных сооружений (насосные станции, водоводы, резервуары для отстоя закачиваемой жидкости и т.п.).

В пределах первого пояса не допускается размещение объектов, не связанных непосредственно со строительством и эксплуатацией участка утилизации попутно-добываемых вод.

Границы второго пояса СЗЗ определяются радиусом распространения фронта закачиваемых вод. В пределах второго пояса использование недр земли ограниченное, исключены забор воды, добыча нефти, газа и прочих полезных ископаемых из поглощающего горизонта, в который производится закачка. В пределах второго пояса СЗЗ необходимо произвести ревизию всех имеющихся скважин. При хорошем техническом состоянии часть из них может быть использована в качестве наблюдательных, в противном случае осуществляются меры для устранения возможности миграции закачиваемых вод в смежные с поглощаемым водоносные горизонты. На территории второго пояса допускается размещение промышленных объектов, не связанных с работой полигона, также не ограничивается использование территории для сельскохозяйственных целей.

Третий пояс СЗЗ устанавливается с целью исключения возможности подтягивания закачиваемых вод действующими водозаборами подземных вод и глубокими горными выработками, а также скважинами разрабатываемых нефтяных и газовых месторождений. На прилегающей к полигону территории отсутствуют водозаборы и месторождения нефти и газа.

**СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ***а) Опубликованная литература*

1. Биндеман Н.Н., Язвин Л.С. Оценка эксплуатационных запасов подземных вод. М. Недра, 1970.
2. Боровский Б.В., Самсонов Б.Г., Язвин Л.С. Методика определения параметров водоносных горизонтов по данным откачек. М. Недра, 1979.
3. Карнаухов М.Л., Пьянкова Е.М. Современные методы гидродинамических исследований скважин. М. Инфра-Инженерия, 2010.
4. Методическое руководство. Гидрогеоэкологический контроль на полигонах закачки промышленных сточных вод. М., ООО «ИРЦ ГАЗПРОМ», 2000 г.
5. Боровская В.А., Гаврилов И.Т., Гольдберг В.М. Гидрогеологические исследования для захоронения промышленных сточных вод в глубокие водоносные горизонты (методические указания). М. Недра, 1976.
6. Под редакцией Грабовникова В.А. Гидрогеологические исследования для обоснования подземного захоронения промышленных стоков. М. Недра, 1993.
7. Форма геологического отчета. Утверждена приказом исполняющего обязанности Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 31 мая 2018 года №418.

*б) Фондовая литература*

8. Жакупова А.К., Жубанова Н.Б. и др. ТОО НИИ «Каспиймунайгаз», Отчет по выбору геологического резервуара для утилизации попутной воды в районе месторождения Северный Котыртас. Атырау, 2018.
9. Давидович Г.Т., Кадыргалиева Ж. Отчет о результатах разведки подземных вод для технологического водоснабжения нефтепромысла Кенбай в Атырауской области с подсчетом эксплуатационных запасов по состоянию на 01.07.2001г. пос. Томарлы, 2001.
10. Рыбин В.М., Сабурова Н.Е. и др. ТОО «Атыраугидрогеология», Отчет о результатах работ по объекту: Разведка полигона для закачки попутно-добываемых вод на участке Котыртас Северный АО «Эмбаунайгаз», 2020.
11. Горячкин И.И., Жакупова А.К. и др. ТОО НИИ «Каспиймунайгаз», Проект эксплуатации пространства недр для утилизации попутно-добываемых вод на месторождении Северный Котыртас, 2020.
12. Мурзагалиева Ж.С., Горячкин И.И., Жакупова А.К. и др. ТОО НИИ «Каспиймунайгаз», Авторский надзор за реализацией проекта утилизации попутно-добываемых вод на месторождении Северный Котыртас, 2022.
13. Шестоперова Л.В., Нурмаганбетова Л.А. и др. ТОО «КазНИГРИ», Пересчет, переоценка полигона утилизации воды на участке Котыртас Северный месторождения Кенбай АО «Эмбаунайгаз», 2023.

## **ТАБЛИЧНЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ**

Табличное приложение ТП1  
Таблица эффективных водонасыщенных толщин в отложениях средней юры

№ п/п	№ скв	Альтитуда	Интервал коллектора		Абс. отм		hв, м
			кровля	подошва	кровля	подошва	
1	2	3	4	5	6	7	8
1	7	69,9	653,80	664,80	-583,90	-594,90	11,00
			666,40	669,10	-596,50	-599,20	2,70
			670,80	673,30	-600,90	-603,40	2,50
			692,30	694,00	-622,40	-624,10	1,70
			726,40	727,30	-656,50	-657,40	0,90
			728,50	731,40	-658,60	-661,50	2,90
			734,10	736,10	-664,20	-666,20	2,00
			755,20	757,10	-685,30	-687,20	1,90
			762,60	764,10	-692,70	-694,20	1,50
			764,70	767,00	-694,80	-697,10	2,30
			770,20	771,00	-700,30	-701,10	0,80
			772,20	774,70	-702,30	-704,80	2,50
			775,80	776,80	-705,90	-706,90	1,00
			778,70	785,40	-708,80	-715,50	6,70
			786,40	787,90	-716,50	-718,00	1,50
			788,60	790,00	-718,70	-720,10	1,40
			791,50	792,60	-721,60	-722,70	1,10
			794,10	795,60	-724,20	-725,70	1,50
			796,80	797,90	-726,90	-728,00	1,10
			801,80	804,80	-731,90	-734,90	3,00
			806,80	809,50	-736,90	-739,60	2,70
			810,40	811,50	-740,50	-741,60	1,10
			817,00	818,50	-747,10	-748,60	1,50
			820,20	823,70	-750,30	-753,80	3,50
			825,20	827,30	-755,30	-757,40	2,10
			828,30	834,40	-758,40	-764,50	6,10
			834,80	836,00	-764,90	-766,10	1,20
			838,00	839,20	-768,10	-769,30	1,20
			840,00	841,40	-770,10	-771,50	1,40
			856,80	858,10	-786,90	-788,20	1,30
860,80	862,90	-790,90	-793,00	2,10			
864,40	866,50	-794,50	-796,60	2,10			
868,00	869,80	-798,10	-799,90	1,80			
873,40	874,60	-803,50	-804,70	1,20			
885,20	886,60	-815,30	-816,70	1,40			
887,80	892,20	-817,90	-822,30	4,40			
893,80	895,60	-823,90	-825,70	1,80			
899,50	903,00	-829,60	-833,10	3,50			

## Продолжение ТП1

			924,30	928,90	-854,40	-859,00	4,60
			932,70	938,70	-862,80	-868,80	6,00
			939,30	940,80	-869,40	-870,90	1,50
			942,10	944,30	-872,20	-874,40	2,20
			944,80	945,80	-874,90	-875,90	1,00
			948,30	950,60	-878,40	-880,70	2,30
			952,40	954,30	-882,50	-884,40	1,90
			956,00	960,60	-886,10	-890,70	4,60
			962,00	963,90	-892,10	-894,00	1,90
			972,00	981,80	-902,10	-911,90	9,80
			989,70	992,50	-919,80	-922,60	2,80
			993,30	994,70	-923,40	-924,80	1,40
			1001,40	1008,30	-931,50	-938,40	6,90
						<b>Всего:</b>	<b>137,30</b>
2	66	90,7	610,90	628,10	-520,20	-537,40	17,20
			650,50	654,50	-559,80	-563,80	4,00
			658,70	660,70	-568,00	-570,00	2,00
			696,40	699,20	-605,70	-608,50	2,80
			703,50	706,30	-612,80	-615,60	2,80
			713,10	715,00	-622,40	-624,30	1,90
			717,80	722,60	-627,10	-631,90	4,80
			725,90	729,20	-635,20	-638,50	3,30
			735,50	737,40	-644,80	-646,70	1,90
			745,90	752,20	-655,20	-661,50	6,30
			756,00	758,40	-665,30	-667,70	2,40
			770,20	772,80	-679,50	-682,10	2,60
			777,30	783,80	-686,60	-693,10	6,50
			793,30	800,10	-702,60	-709,40	6,80
			808,40	810,50	-717,70	-719,80	2,10
			814,60	817,40	-723,90	-726,70	2,80
			836,10	838,60	-745,40	-747,90	2,50
			842,40	843,60	-751,70	-752,90	1,20
			855,00	856,20	-764,30	-765,50	1,20
			862,50	864,20	-771,80	-773,50	1,70
			866,50	868,10	-775,80	-777,40	1,60
						<b>Всего:</b>	<b>78,40</b>
3	72	81	637,30	648,10	-556,30	-567,10	10,80
			675,70	677,80	-594,70	-596,80	2,10
			707,50	710,30	-626,50	-629,30	2,80
			717,60	719,90	-636,60	-638,90	2,30
			732,20	735,30	-651,20	-654,30	3,10
			739,20	741,00	-658,20	-660,00	1,80
			744,50	746,40	-663,50	-665,40	1,90
			750,50	752,50	-669,50	-671,50	2,00
			758,00	761,00	-677,00	-680,00	3,00

## Продолжение ТП1

			770,70	777,20	-689,70	-696,20	6,50
			787,60	789,50	-706,60	-708,50	1,90
			799,70	804,60	-718,70	-723,60	4,90
			809,70	813,60	-728,70	-732,60	3,90
			818,00	823,40	-737,00	-742,40	5,40
			826,40	828,30	-745,40	-747,30	1,90
			830,10	831,50	-749,10	-750,50	1,40
			852,80	854,60	-771,80	-773,60	1,80
			857,50	858,90	-776,50	-777,90	1,40
			865,60	867,50	-784,60	-786,50	1,90
			882,80	884,20	-801,80	-803,20	1,40
			886,30	888,20	-805,30	-807,20	1,90
			892,40	893,50	-811,40	-812,50	1,10
			908,00	909,50	-827,00	-828,50	1,50
			927,20	929,60	-846,20	-848,60	2,40
					<b>Всего:</b>	<b>69,10</b>	
4	96	92,6	632,80	648,40	-555,80	-555,80	15,60
			649,80	652,60	-560,00	-560,00	2,80
			673,00	682,40	-589,80	-589,80	9,40
			718,00	719,60	-627,00	-627,00	1,60
			729,00	731,00	-638,40	-638,40	2,00
			737,80	738,60	-646,00	-646,00	0,80
			744,60	746,60	-654,00	-654,00	2,00
			748,20	749,20	-656,60	-656,60	1,00
			753,20	755,40	-662,80	-662,80	2,20
			758,60	759,80	-667,20	-667,20	1,20
			763,60	768,00	-675,40	-675,40	4,40
			769,20	772,40	-679,80	-679,80	3,20
			773,60	775,00	-682,40	-682,40	1,40
			775,80	776,80	-684,20	-684,20	1,00
			782,00	783,20	-690,60	-690,60	1,20
			788,00	791,00	-698,40	-698,40	3,00
			795,20	798,00	-705,40	-705,40	2,80
			811,80	815,20	-722,60	-722,60	3,40
			817,80	819,20	-726,60	-726,60	1,40
			820,20	824,80	-732,20	-732,20	4,60
			847,80	850,00	-757,40	-757,40	2,20
			859,80	863,00	-770,40	-770,40	3,20
			877,60	879,00	-786,40	-786,40	1,40
			881,00	883,00	-790,40	-790,40	2,00
			891,80	893,60	-801,00	-801,00	1,80
			921,60	923,20	-830,60	-830,60	1,60
					<b>Всего:</b>	<b>77,20</b>	
5	98	85,7	631,80	637,40	-546,10	-551,70	5,60
			639,20	642,00	-553,50	-556,30	2,80

## Продолжение ТП1

			710,40	713,40	-624,70	-627,70	3,00
			722,80	724,40	-637,10	-638,70	1,60
			725,20	726,60	-639,50	-640,90	1,40
			730,00	732,80	-644,30	-647,10	2,80
			734,40	750,00	-648,70	-664,30	15,60
			754,00	755,60	-668,30	-669,90	1,60
			759,20	761,20	-673,50	-675,50	2,00
			764,00	766,60	-678,30	-680,90	2,60
			768,00	771,40	-682,30	-685,70	3,40
			791,20	793,00	-705,50	-707,30	1,80
			794,80	799,60	-709,10	-713,90	4,80
			814,00	815,80	-728,30	-730,10	1,80
			816,80	818,80	-731,10	-733,10	2,00
			820,20	824,60	-734,50	-738,90	4,40
			860,80	863,20	-775,10	-777,50	2,40
			880,80	883,00	-795,10	-797,30	2,20
			921,00	923,80	-835,30	-838,10	2,80
					<b>Всего:</b>	<b>64,60</b>	
6	101	80,9	633,60	644,40	-552,70	-563,50	10,80
			666,70	681,90	-585,80	-601,00	15,20
			692,10	694,90	-611,20	-614,00	2,80
			710,20	713,30	-629,30	-632,40	3,10
			715,50	718,40	-634,60	-637,50	2,90
			722,80	724,10	-641,90	-643,20	1,30
			726,10	728,00	-645,20	-647,10	1,90
			730,10	731,90	-649,20	-651,00	1,80
			733,70	738,00	-652,80	-657,10	4,30
			741,20	748,50	-660,30	-667,60	7,30
			752,60	761,30	-671,70	-680,40	8,70
			768,60	770,60	-687,70	-689,70	2,00
			772,20	775,10	-691,30	-694,20	2,90
			775,90	777,60	-695,00	-696,70	1,70
			781,50	785,10	-700,60	-704,20	3,60
			798,10	800,50	-717,20	-719,60	2,40
			805,80	809,30	-724,90	-728,40	3,50
			814,10	816,20	-733,20	-735,30	2,10
			817,10	821,60	-736,20	-740,70	4,50
			823,00	827,20	-742,10	-746,30	4,20
			831,30	832,60	-750,40	-751,70	1,30
			840,90	842,10	-760,00	-761,20	1,20
			848,10	850,20	-767,20	-769,30	2,10
			852,20	853,90	-771,30	-773,00	1,70
			856,40	858,00	-775,50	-777,10	1,60
			860,30	862,10	-779,40	-781,20	1,80
			876,70	883,10	-795,80	-802,20	6,40

## Продолжение ТП1

			890,30	892,00	-809,40	-811,10	1,70
			901,70	903,40	-820,80	-822,50	1,70
			925,10	934,30	-844,20	-853,40	9,20
			<b>Всего:</b>				<b>115,70</b>
7	109	80,72	638,10	641,30	-557,38	-560,58	3,20
			728,10	729,50	-647,38	-648,78	1,40
			732,00	733,30	-651,28	-652,58	1,30
			734,10	734,60	-653,38	-653,88	0,50
			736,20	737,90	-655,48	-657,18	1,70
			745,10	746,90	-664,38	-666,18	1,80
			751,60	753,00	-670,88	-672,28	1,40
			754,80	760,60	-674,08	-679,88	5,80
			765,80	766,50	-685,08	-685,78	0,70
			767,90	773,30	-687,18	-692,58	5,40
			781,10	781,90	-700,38	-701,18	0,80
			783,90	784,60	-703,18	-703,88	0,70
			793,20	795,20	-712,48	-714,48	2,00
			796,90	798,20	-716,18	-717,48	1,30
			801,00	803,60	-720,28	-722,88	2,60
			815,30	821,70	-734,58	-740,98	6,40
			823,40	825,80	-742,68	-745,08	2,40
			827,30	828,30	-746,58	-747,58	1,00
			873,90	874,60	-793,18	-793,88	0,70
			878,40	879,50	-797,68	-798,78	1,10
			881,70	884,60	-800,98	-803,88	2,90
			896,20	898,10	-815,48	-817,38	1,90
			930,90	932,10	-850,18	-851,38	1,20
			933,00	935,40	-852,28	-854,68	2,40
			<b>Всего:</b>				<b>50,60</b>
8	112	82,95	657,20	665,40	-574,25	-582,45	8,20
			671,40	673,10	-588,45	-590,15	1,70
			701,90	707,10	-618,95	-624,15	5,20
			728,20	729,00	-645,25	-646,05	0,80
			736,60	737,80	-653,65	-654,85	1,20
			741,70	744,00	-658,75	-661,05	2,30
			757,00	763,50	-674,05	-680,55	6,50
			765,40	766,70	-682,45	-683,75	1,30
			770,50	771,30	-687,55	-688,35	0,80
			772,70	773,90	-689,75	-690,95	1,20
			779,90	782,10	-696,95	-699,15	2,20
			785,70	786,80	-702,75	-703,85	1,10
			788,00	789,00	-705,05	-706,05	1,00
			790,60	792,50	-707,65	-709,55	1,90
			793,20	798,70	-710,25	-715,75	5,50
			799,50	804,50	-716,55	-721,55	5,00

## Продолжение ТП1

			810,00	811,10	-727,05	-728,15	1,10
			817,50	818,50	-734,55	-735,55	1,00
			820,20	820,80	-737,25	-737,85	0,60
			822,60	823,50	-739,65	-740,55	0,90
			825,90	828,90	-742,95	-745,95	3,00
			831,10	834,20	-748,15	-751,25	3,10
			840,70	846,30	-757,75	-763,35	5,60
			849,90	852,40	-766,95	-769,45	2,50
			859,90	861,20	-776,95	-778,25	1,30
			869,80	872,20	-786,85	-789,25	2,40
			874,10	875,40	-791,15	-792,45	1,30
			878,80	880,80	-795,85	-797,85	2,00
			888,20	888,90	-805,25	-805,95	0,70
			891,50	893,80	-808,55	-810,85	2,30
			927,40	930,00	-844,45	-847,05	2,60
			941,30	947,30	-858,35	-864,35	6,00
					<b>Всего:</b>	<b>82,30</b>	
9	122	94,03	648,20	663,00	-554,17	-568,97	14,80
			682,30	683,40	-588,27	-589,37	1,10
			691,10	696,20	-597,07	-602,17	5,10
			714,00	715,00	-619,97	-620,97	1,00
			719,10	720,40	-625,07	-626,37	1,30
			736,20	738,00	-642,17	-643,97	1,80
			746,80	747,70	-652,77	-653,67	0,90
			748,50	749,80	-654,47	-655,77	1,30
			754,30	755,60	-660,27	-661,57	1,30
			758,80	759,80	-664,77	-665,77	1,00
			764,80	765,20	-670,77	-671,17	0,40
			766,10	767,00	-672,07	-672,97	0,90
			773,00	775,30	-678,97	-681,27	2,30
			777,50	778,00	-683,47	-683,97	0,50
			786,80	787,50	-692,77	-693,47	0,70
			789,00	794,10	-694,97	-700,07	5,10
			795,60	799,00	-701,57	-704,97	3,40
			803,90	805,20	-709,87	-711,17	1,30
			810,80	812,50	-716,77	-718,47	1,70
			815,70	820,60	-721,67	-726,57	4,90
			823,30	824,00	-729,27	-729,97	0,70
			833,90	837,40	-739,87	-743,37	3,50
			839,50	840,60	-745,47	-746,57	1,10
			841,30	842,00	-747,27	-747,97	0,70
			842,80	844,20	-748,77	-750,17	1,40
			848,30	850,30	-754,27	-756,27	2,00
			857,10	858,10	-763,07	-764,07	1,00
			861,70	863,20	-767,67	-769,17	1,50

## Продолжение ТП1

			867,40	868,30	-773,37	-774,27	0,90
			882,60	885,70	-788,57	-791,67	3,10
			886,50	887,60	-792,47	-793,57	1,10
			889,60	890,30	-795,57	-796,27	0,70
			897,40	898,80	-803,37	-804,77	1,40
			908,50	910,00	-814,47	-815,97	1,50
			913,00	913,90	-818,97	-819,87	0,90
			920,70	930,80	-826,67	-836,77	10,10
			939,10	940,70	-845,07	-846,67	1,60
						<b>Всего:</b>	<b>84,00</b>
10	126	88,3	628,80	646,20	-557,90	-557,90	17,40
			665,20	668,40	-580,10	-580,10	3,20
			673,00	675,60	-587,30	-587,30	2,60
			709,30	711,30	-623,00	-623,00	2,00
			728,10	761,90	-673,60	-673,60	33,80
			765,20	766,40	-678,10	-678,10	1,20
			768,50	770,90	-682,60	-682,60	2,40
			776,10	777,00	-688,70	-688,70	0,90
			794,50	797,90	-709,60	-709,60	3,40
			815,90	817,00	-728,70	-728,70	1,10
			817,80	820,10	-731,80	-731,80	2,30
			821,20	823,00	-734,70	-734,70	1,80
			823,40	824,20	-735,90	-735,90	0,80
			824,50	826,30	-738,00	-738,00	1,80
			861,70	863,30	-775,00	-775,00	1,60
			878,10	883,80	-795,50	-795,50	5,70
			886,60	888,70	-800,40	-800,40	2,10
			901,90	902,50	-814,20	-814,20	0,60
			903,70	906,90	-818,60	-818,60	3,20
			923,10	924,00	-835,70	-835,70	0,90
						<b>Всего:</b>	<b>88,80</b>
11	127	91,7	602,60	613,20	-510,90	-521,50	10,60
			614,60	619,00	-522,90	-527,30	4,40
			634,80	636,00	-543,10	-544,30	1,20
			638,70	639,80	-547,00	-548,10	1,10
			643,90	649,80	-552,20	-558,10	5,90
			652,80	654,10	-561,10	-562,40	1,30
			671,10	672,60	-579,40	-580,90	1,50
			679,00	679,90	-587,30	-588,20	0,90
			689,00	693,80	-597,30	-602,10	4,80
			700,00	703,10	-608,30	-611,40	3,10
			710,00	713,70	-618,30	-622,00	3,70
			718,30	723,20	-626,60	-631,50	4,90
			727,20	729,50	-635,50	-637,80	2,30
			731,80	733,30	-640,10	-641,60	1,50

## Продолжение ТП1

			738,4	745,6	646,7	653,9	7,2
			748,1	751,5	656,4	659,8	3,4
			754,3	758,8	662,6	667,1	4,5
			763,2	764,8	671,5	673,1	1,6
			765,9	766,7	674,2	675	0,8
			767,4	768,7	675,7	677	1,3
			769,3	780,2	677,6	688,5	10,9
			781,6	783,1	689,9	691,4	1,5
			790	798,4	698,3	706,7	8,4
			801,3	805,2	709,6	713,5	3,9
			830,7	832,5	739	740,8	1,8
			835,2	837,5	743,5	745,8	2,3
			839,1	840,4	747,4	748,7	1,3
			841,2	842,5	749,5	750,8	1,3
			843,4	844,9	751,7	753,2	1,5
			862,1	863,7	770,4	772	1,6
			864,9	866,7	773,2	775	1,8
			874,8	877,3	783,1	785,6	2,5
			885,3	886,4	793,6	794,7	1,1
			887,4	889,8	795,7	798,1	2,4
			893,8	895,1	802,1	803,4	1,3
			896,3	896,9	804,6	805,2	0,6
			914,5	917,8	822,8	826,1	3,3
			918,5	924,8	826,8	833,1	6,3
			927,7	930,6	836	838,9	2,9
			932,5	941,6	840,8	849,9	9,1
							131,8
12	135	77,1	676,9	679,5	599,8	602,4	2,6
			683,5	684,2	606,4	607,1	0,7
			690,8	692,1	613,7	615	1,3
			697,3	698,1	620,2	621	0,8
			699	699,9	621,9	622,8	0,9
			701	702	623,9	624,9	1
			709,4	711,1	632,3	634	1,7
			712	712,8	634,9	635,7	0,8
			715	716,7	637,9	639,6	1,7
			720	722,5	642,9	645,4	2,5
			730,9	732,6	653,8	655,5	1,7
			735	738,1	657,9	661	3,1
			739,2	741,6	662,1	664,5	2,4
			746,2	750,2	669,1	673,1	4
			751,8	757,5	674,7	680,4	5,7
			760,9	763,7	683,8	686,6	2,8
			766	767,6	688,9	690,5	1,6
			770,2	771,4	693,1	694,3	1,2



## Продолжение ТП1

14	<b>11</b>	96,7	638,7	655,9	542	559,2	17,2
			681,4	690,2	584,7	593,5	8,8
			703,1	708,1	606,4	611,4	5
			737,2	749,4	640,5	652,7	12,2
			762,9	773,7	666,2	677	10,8
			779,8	783,3	683,1	686,6	3,5
			785,3	787,1	688,6	690,4	1,8
			920,1	934,6	823,4	837,9	14,5
							<b>73,8</b>
15	<b>56</b>	95,4	494,7	500,2	399,3	404,8	5,5
			501,2	505,2	405,8	409,8	4
			521,5	526,8	426,1	431,4	5,3
							14,8
			622,7	638,3	527,3	542,9	15,6
			665,5	673,1	570,1	577,7	7,6
			731,6	736,9	636,2	641,5	5,3
			758,3	760,3	662,9	664,9	2
			762,4	765,6	667	670,2	3,2
			788,2	790,8	692,8	695,4	2,6
			812,7	816	717,3	720,6	3,3
			838,8	841,2	743,4	745,8	2,4
			867,8	869,3	772,4	773,9	1,5
			870,6	872,8	775,2	777,4	2,2
							<b>45,7</b>
16	<b>139</b>	73,62	644,6	654,1	570,98	580,48	9,5
			716	718,6	642,38	644,98	2,6
			732,2	734	658,58	660,38	1,8
			739,5	741,9	665,88	668,28	2,4
			748,3	751,8	674,68	678,18	3,5
			758,1	772,8	684,48	699,18	14,7
			774,5	784	700,88	710,38	9,5
			801,9	804,1	728,28	730,48	2,2
			808,8	812,3	735,18	738,68	3,5
			826,2	831,9	752,58	758,28	5,7
			832,8	839,7	759,18	766,08	6,9
			862,6	865	788,98	791,38	2,4
			952,4	953,7	878,78	880,08	1,3
			958,5	960,1	884,88	886,48	1,6
			961,2	962,7	887,58	889,08	1,5
			963,8	966,2	890,18	892,58	2,4
			968,4	972,6	894,78	898,98	4,2
							<b>75,7</b>

Таблица рекомендуемых интервалов перфорации в поглощающих и резервных скважинах

Номер скважины	Кровля, м	Подошва, м	h <sub>эф</sub> рекомендуемой перфорации, м	h <sub>эф</sub> существующей перфорации, м	Общая h <sub>эф</sub> , м
1	2	3	4	5	6
72	675.7	677.8	2.1		
	707.5	710.3	2.8		
	717.6	719.9	2.3		
	732.2	735.3	3.1		
	739.2	741.0	1.8		
	799.7	804.6	4.9		
	809.7	813.6	3.9		
	818.0	823.4	5.4		
	744.5	746.4	1.9		
	750.5	752.5	2.0		
	758.0	761.0	3.0		
	826.4	828.3	1.9		
	852.8	854.6	1.8		
	865.6	867.5	1.9		
	886.3	888.2	1.9		
	892.4	893.5	1.1		
	908.0	909.5	1.5		
	927.2	929.6	2.4		
	Всего:			45.7	17.2
112	779.9	782.1	2.2		
	793.2	798.7	5.5		
	790.6	792.5	1.9		
	799.5	804.5	5.0		
	825.9	828.9	3.0		
	831.1	834.2	3.1		
	840.7	846.3	5.6		
	869.8	872.2	2.4		
	878.8	880.8	2.0		
	891.5	893.8	2.3		
	Всего:			33.0	29.0

## Продолжение ТП2

1	2	3	4	5	6
122	773.0	775.3	2.3		
	789.0	794.1	5.1		
	795.6	799.0	3.4		
	810.8	812.5	1.7		
	815.7	820.6	4.9		
	833.9	837.4	3.5		
	839.5	840.6	1.1		
	848.3	850.3	2.0		
	882.6	885.7	3.1		
	897.4	898.8	1.4		
	908.5	910.0	1.5		
	920.7	930.8	10.1		
	Всего:			40.1	21.0
96	673.0	682.4	9.4		
	729.0	731.0	2.0		
	753.2	755.4	2.2		
	763.6	768.0	4.4		
	769.2	772.4	3.2		
	811.8	815.2	3.4		
	859.8	863.0	3.2		
	877.2	879.0	1.8		
	Всего:			29.6	30.6
66	696.4	699.2	2.8		
	713.1	715.0	1.9		
	725.9	729.2	3.3		
	735.5	737.4	1.9		
	756.0	758.4	2.4		
	770.2	772.8	2.6		
	777.3	783.8	6.5		
	793.3	800.1	6.8		
	814.6	817.4	2.8		
	836.1	838.6	2.5		
	842.4	843.6	1.2		
	862.5	864.2	1.7		
	Всего:			36.4	25.0

## Продолжение ТП2

1	2	3	4	5	6
101	715.5	718.4	2.9		
	730.1	731.9	1.8		
	752.6	761.3	8.7		
	775.9	777.6	1.7		
	805.8	809.3	3.5		
	823.0	827.2	4.2		
	848.1	850.2	2.1		
	901.7	903.4	1.7		
	925.1	934.3	9.2		
	Всего:			35.8	26.0
98	730.0	732.8	2.8		
	734.4	750.0	15.6		
	754.0	755.6	1.6		
	759.2	761.2	2.0		
	764.0	766.6	2.6		
	794.8	799.6	4.8		
	816.8	818.8	2.0		
	820.2	824.6	4.4		
	860.8	863.2	2.4		
	880.8	883.0	2.2		
	921.0	923.8	2.8		
	Всего:			43.2	18.5
7	806.8	809.5	2.7		
	817.0	818.5	1.5		
	820.2	823.7	3.5		
	825.2	827.3	2.1		
	834.8	836.0	1.2		
	838.0	839.2	1.2		
	856.8	858.1	1.3		
	860.8	862.9	2.1		
	918.4	920.2	1.8		
	925.2	928.9	3.7		
	899.5	903.0	3.5		
	924.3	928.9	4.6		
	932.7	938.7	6.0		
Всего:			35.2	38.2	73.4

## Продолжение ТП2

1	2	3	4	5	6
107	724.1	725.6	1.5		
	727.0	729.0	2.0		
	763.3	766.4	3.1		
	771.7	773.5	1.8		
	798.4	800.8	2.4		
	815.3	818.9	3.6		
	854.4	857.0	2.6		
	924.4	932.3	7.9		
	934.9	936.8	1.9		
	Всего:			26.6	35.5
56	623.0	638.4	15.4		
	665.1	673.4	8.3		
	680.5	681.4	0.9		
	709.3	711.1	1.8		
	720.4	721.7	1.3		
	726.7	729.3	2.6		
	731.5	737.0	5.5		
	758.2	760.9	2.7		
	762.6	766.1	3.5		
	775.4	776.5	1.1		
	788.2	789.2	1.0		
	789.8	791.0	1.2		
	812.4	813.5	1.1		
	814.1	814.9	0.8		
	815.4	816.8	1.4		
	820.2	821.0	0.8		
	839.0	841.2	2.2		
	843.2	843.9	0.7		
	844.4	845.2	0.8		
	848.7	849.8	1.1		
	853.3	854.3	1.0		
	872.5	873.7	1.2		
	877.1	878.1	1.0		
880.1	881.1	1.0			
Всего:			58.4	-	58.4

## Продолжение ТП2

1	2	3	4	5	6
135	677.0	679.4	2.4		
	701.1	702.1	1.0		
	715.1	716.6	1.5		
	719.9	722.9	3.0		
	745.9	750.0	4.1		
	752.1	757.3	5.2		
	787.5	789.1	1.6		
	801.5	805.7	4.2		
	815.2	823.1	7.9		
	825.1	828.0	2.9		
	887.1	889.5	2.4		
	919.2	920.9	1.7		
	926.2	927.0	0.8		
	928.3	929.6	1.3		
	Всего:			40.0	21.4
110	667.5	680.2	12.7		
	684.2	685.4	1.2		
	713.2	717.2	4.1		
	726.4	727.8	1.4		
	734.7	737.6	2.9		
	767.6	769.8	2.1		
	772.5	776.2	3.7		
	778.8	783.1	4.3		
	792.9	800.9	8.0		
	816.7	818.7	2.1		
	822.7	826.7	3.9		
	852.2	853.9	1.7		
	857.8	858.8	1.0		
	954.5	959.3	4.8		
	961.8	965.3	3.5		
Всего:			57.3		57.3
74	622.6	628.8	6.2		
	654.4	672.4	18.0		
	704.8	707.6	2.8		
	738.8	749.6	10.8		
	759.4	763.4	4.0		
	790.8	795.2	4.4		
	803.2	809.0	5.8		
	813.8	821.6	7.8		
	825.6	828.6	3.0		
	928.8	931.4	2.6		
	943.2	944.6	1.4		
	Всего:				
				<b>Среднее:</b>	<b>62.2</b>

## **ТЕКСТОВЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ**

**ПРОТОКОЛ № 1974-18**  
**заседания Государственной комиссии**  
**по экспертизе недр**

Рассмотрение материалов отчета по выбору геологического резервуара для  
 утилизации попутной воды в районе месторождения Северный Котырмас

*30 октября 2018 года*

*г. Астана*

**ПРИСУТСТВОВАЛИ:**

Председатель Комиссии	Надырбаев А.А.
Члены Комиссии:	Абытов Ф.Х. Байбатыров М.Ж. Гуш С.В. Исаев А.К. Ибраев Д.З. Калашникова Ж.К.
Секретарь	Карабалинова Ф.Б.
Автор отчета	Жакупова А.Ш.

**ПРИГЛАШЕННЫЕ:**

И.о. заместителя Председателя Комитета геологии и недропользования	М. Тналиев
от АО «Эмбаунайгаз», управляющий директор по разработке месторождения	Козов К.С.
от филиала ТОО «НИИ технологии добычи и бурения «КазМунайГаз» «Каспиймунайгаз» в г. Атырау: директор департамента по подсчету запасов главный специалист	Горячкин И.И. Имашева Г.К.
от Управления гидрогеологии	Есенгазиев Ч.Ж.
<b>Председательствовал</b>	<b>Надырбаев А.А.</b>

## 1. ГКЭН рассмотрены:

1.1. «Отчет по выбору геологического резервуара для утилизации попутной воды в районе месторождения Северный Котыртас». АО «Эмбаунайгаз», филиал ТОО «НИИ технологии добычи и бурения «КазМунайГаз» «Каспиймунайгаз» в г. Атырау, ответственный исполнитель: Жакупова А.Ш. и др.

1.2. Авторская справка.

## 2. ГКЭН отмечает:

2.1. Отчет по выбору геологического резервуара для утилизации попутной воды в районе месторождения Северный Котыртас представлен АО «Эмбаунайгаз» с заявлением о выдаче Лицензии на использование пространства недр в соответствии с пп.3 п.3 ст. 251 Кодекса о недрах и недропользовании от 27 декабря 2017 года.

Отчет составлен филиалом ТОО «НИИ технологии добычи и бурения «КазМунайГаз» «Каспиймунайгаз» в г. Атырау по договору и геолого-техническому заданию АО «Эмбаунайгаз».

Геолого-техническим заданием определяется:

- Основание выполнения: данная работа заложена с целью создания полигона утилизации сточных вод в районе месторождения Северный Котыртас;

- Целевое назначение работ: изучение геологической информации об участке недр, предполагаемом для закачки промстоков, определение степени изученности участка и выдача рекомендаций по дальнейшему использованию;

- Ожидаемые объемы утилизации воды по месторождению Северный Котыртас – 700 м<sup>3</sup>/сутки.

2.2. Территория исследований по выбору предполагаемого полигона закачки сточных вод расположена в юго-восточной части Прикаспийской впадины в междуречье Сагиз-Эмба, на площади нефтяного месторождения Кенбай и в 17-50 км на юго-восток от железнодорожных станций Жамансор и Мукур Атырауской области.

АО «Эмбаунайгаз» ведет разработку месторождения Кенбай на участках: Молдабек Восточный - по эксплуатационным объектам в меловых и юрских отложениях; Котыртас Северный - по объектам в триасовых отложениях.

Территория находится в границах контура Горного отвода АО «Эмбаунайгаз» под разработку нефтяного месторождения Кенбай.

В связи с увеличением общего количества добываемой нефти на участке Молдабек Восточный и повышением ее обводненности непрерывно возрастает и объем добываемой попутно с нефтью пластовой воды.

Необходимость подземного захоронения стоков в недра, обусловлена отсутствием альтернативных вариантов их утилизации другими способами.

2.3. Рассматриваемый отчет по структуре содержит все необходимые главы и разделы, отражающие общие сведения о районе работ, опыт подземного захоронения промстоков на полигонах-аналогах, изученность

региона, анализ и предварительный выбор потенциальных коллекторов для захоронения, качественный состав и ориентировочные объемы промстоков, рекомендации по проведению дальнейших работ и др.

В целом, авторами отчета проектируемая территория по степени изученности отнесена ко 2-й категории - недостаточно изученная, в связи с отсутствием специальных гидрогеологических исследований по изучению водоносных пластов юрских отложений участка Северный Котыртас. Установлена необходимость проведения доразведки участка с проведением опытно-фильтрационных работ с целью определения емкостных и фильтрационных характеристик пластов для дальнейшего составления итогового отчета по утилизации попутных вод с месторождения Кенбай.

С данными выводами авторов следует согласиться, так как имеющаяся информация является недостаточно полной для детальной характеристики условий строительства и эксплуатации подземного сооружения для закачки стоков в недра, не позволяет однозначно выделить участок недр и определить степень негативного воздействия полигона захоронения на природную среду.

2.4. Представленный отчет, по сути, следует рассматривать в качестве предварительной геологической информации, характеризующей уровень геолого-гидрогеологической и структурно-тектонической изученности района с позиции начальной оценки выбранной территории для выяснения возможности захоронения промстоков в недра, отождествляемой со стадией (этапом) работ предшествующим дальнейшим детальным исследованиям.

В этой связи, оформление лицензии на использование пространства недр на данном этапе преждевременно, так как данный вид недропользования предполагает эксплуатационный период.

Вместе с тем в процессе обязательных дальнейших специализированных исследований имеется возможность обеспечить требуемую кондиционность геологической информации и определить на этой основе схему полигона, гидрогеологические условия и структурно-тектонические особенности конкретного участка захоронения с определением граничных условий, технологические параметры закачки, выполнить оценку совместимости промстоков с недрами и т.д.

2.5. В качестве потенциальных коллекторов для утилизации (захоронения) попутно-добываемых вод в отчетных материалах рассматриваются нижние водонасыщенные коллекторы среднеюрских отложений участка Молдабек Восточный, а также водоносные горизонты средне-нижнеюрских отложений участка Котыртас Северный.

При этом констатируется, что наиболее предпочтительными по технико-экономическим и структурно-геологическим факторам для закачки попутно-добываемых вод являются водоносные горизонты средне-нижнеюрских отложений участка Котыртас Северный, где в дальнейшем предполагается проведение детальных исследований.

Учитывая недостаточную изученность перспективных зон закачки стоков, с таким выбором на данном этапе следует согласиться.

Выбор потенциальных коллекторов в целом соответствует рекомендуемым критериям при обосновании подземных сооружений для захоронения. По общим геолого-гидрогеологическим сведениям, приведенным в стечных материалах, можно констатировать о том, что рассматриваемые объекты не содержат подземных вод хозяйственно-питьевого (промышленного, бальнеологического) назначения и других полезных ископаемых, не эксплуатируются и не выходят на дневную поверхность.

2.6. Проведение дальнейших работ, согласно рекомендациям авторов отчета, предполагает комплекс работ, включающих перевод пробуренных скважин в разряд нагнетательных и наблюдательных на выбранном участке полигона; проведение опытных откачек, нагнетаний; оценку приемистости скважин, наблюдение за параметрами поглощающих горизонтов, прослеживание фронта движения сточных вод и т.д.

Следует отметить, что в конечном итоге должна быть обеспечена достоверность и обоснованность фактических материалов для разработки экономически целесообразных и технически рациональных решений при строительстве и эксплуатации полигона захоронения промышленных стоков с учетом реальных структурно-тектонических и геолого-гидрогеологических условий природной среды.

### 3. ГКЭН постановляет:

3.1. Принять к сведению отчетные материалы по выбору геологического резервуара для утилизации попутной воды в районе месторождения Северный Котыртас по состоянию изученности на 01.10.2018 г.

3.2. Считать степень изученности территории по состоянию на 01.10.2018 г. как «недостаточно изученная», требующая для целевого использования недр проведения комплекса специализированных работ.

3.3. Согласовать для проведения дальнейших исследований выбор водоносных горизонтов средне-нижнеюрских отложений участка Северный Котыртас в качестве продуктивных коллекторов.

3.4. Рекомендации недропользователю (АО «Эмбаунайгаз»):

- провести специализированные работы с целью детального изучения геолого-гидрогеологических условий продуктивных коллекторов, их фильтрационных и емкостных характеристик, определения схемы полигона, его эксплуатационных параметров, технологических параметров закачки, оценки совместимости промстоков с недрами и т.д.;

- при составлении окончательного геологического отчета руководствоваться формой, утвержденной приказом и.о. Министра по инвестициям и развитию РК от 31.05.2018 №418.

Председатель Комитета  
геологии и недропользования,  
председатель ГКЭН



А. Надырбаев

Министерство экологии, геологии и природных ресурсов  
Республики Казахстан  
Комитет геологии

**ПРОТОКОЛ № 2215-20-А**  
заседания Государственной комиссии  
по экспертизе недр

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

2 октября 2020 года

г. Нур-Султан

**ПРИСУТСТВОВАЛИ:**

Заместитель председателя  
Комиссии

Тналиев М.М.

Члены Комиссии:

Байбатыров М.Ж.  
Калашникова Ж.К.  
Гуш С.В.  
Есенгазиев Ч.Ж.  
Шонан Ж.Б.

Секретарь комиссии

Ринатова Ж.Р.

Автор отчета

Рыбин В.М.

**ПРИГЛАШЕННЫЕ:**

от АО «Эмбаунайгаз»:

Мекебаев Д.Т.  
Ержагалиев А.Е.

от ТОО «Атыраугидрогеология»:

Сабурова Н.Е.  
Кабдыгалиева С.Г.

от Управления гидрогеологии

Мукушева Г.С.

**Председательствовал**

**Тналиев М.М.**

## 1. ГКЭН рассмотрены:

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

1.2. Краткая справка.

1.3. Заключение независимого эксперта Хусаинова Т.Н.

## 2. ГКЭН отмечает:

2.1. Полигон подземного захоронения попутно-добываемых пластовых и сточных вод расположен в 17-50 км на юго-восток от железнодорожных станций Жамансор и Мукур Атырауской области, в контуре Горного отвода газонефтяного месторождения Кенбай АО «Эмбаунайгаз».

Отчет по разведке полигона составлен ТОО «Атыраугидрогеология» в соответствии с технической спецификацией к Договору от 24.10.2019 года №341855/2019/1 с АО «Эмбаунайгаз».

2.2. НГДУ «Кайнармунайгаз» АО «Эмбаунайгаз» ведет разработку газонефтяного месторождения Кенбай на участке Молдабек Восточный по объектам в меловых и юрских отложениях и на участке Котыртас Северный по объектам в триасовых отложениях. На участке Молдабек Восточный, ввиду увеличения добычи нефти и повышения ее обводненности, возрастают объемы попутно-добываемых пластовых вод. На участке Котыртас Северный образуются технологические сточные воды.

Текущие объемы попутно-добываемых пластовых и сточных вод в 2020 году составят 1489,1 м<sup>3</sup>/сутки, прогнозные к 2050 г. – 1602,7 м<sup>3</sup>/сутки.

Необходимость подземного захоронения попутно-добываемых пластовых и сточных вод обусловлена отсутствием альтернативных вариантов их утилизации другими способами. В этой связи постановка работ по разведке полигона для захоронения (утилизации) попутно-добываемых пластовых и сточных вод является обоснованной.

2.3. Ранее в ГКЭН рассмотрены и приняты к сведению отчетные материалы по выбору геологического резервуара для утилизации попутной воды в районе месторождения Северный Котыртас. Даны рекомендациями по проведению специализированных работ с целью детального изучения геолого-гидрогеологических условий продуктивных коллекторов, их фильтрационных и емкостных характеристик, определения схемы полигона, его эксплуатационных параметров, технологических параметров закачки, оценки совместимости промстоков с недрами и т.д. (протокол № 1974-18 от 30.10.2018).

2.4. 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 работ.

При оценке безопасности недр с целью захоронения попутно-добываемых пластовых и сточных вод приняты следующие условия: отсутствие в эксплуатационном водоносном горизонте 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.

**2.5.** В качестве объекта для размещения полигона подземного захоронения (закачки) попутно-добываемых пластовых, а также сточных вод выбран среднеюрский водоносный горизонт на месторождении Северный Котырмас.

Наряду с этим, в геолого-гидрогеологическом разрезе полигона захоронения выделен «буферный» горизонт альб-сеноманских отложений.

Верхним региональным флюидоупором для среднеюрских «резервуаров» являются глины аптского комплекса, нижним водоупором - пропластки среднетриасовых глин.

По центру участка проходит незначительное тектоническое нарушение, не влияющее на изолированность среднеюрского резервуара.

На площади полигона закачки кровля среднеюрских отложений вскрывается скважинами на глубинах 582-634 м, подошва – 918-1006 м. Перекрываются они преимущественно глинистыми отложениями верхней юры. Средняя эффективная мощность среднеюрского водоносного комплекса составляет 84,5 м при общей средней мощности отложений 287,4.

Верхние водоносные горизонты средней юры опробованы при разведке полигона закачки. Дебиты скважин составили 0,15-1,1 л/с при понижениях 20,9-40,5 м. Статические уровни, в зависимости от рельефа местности, устанавливаются на глубинах 44,6-58,3 м. По химическому составу воды хлоридно-натриевые с преимущественной минерализацией от 100 до 160 г/л.

Фильтрационные и емкостные характеристики определяются следующими параметрами: коэффициент фильтрации – 0,034-0,18 м/сутки, пьезопроводности –  $0,47 \times 10^5$  -  $2,0 \times 10^5$  м<sup>2</sup>/сутки, проницаемости – 0,05-0,26 мкм<sup>2</sup>.

В целом, среднеюрские водоносные пласты отвечают критериям оценки безопасности недр при захоронении стоков: не содержат подземных вод хозяйственно-питьевого (промышленного, бальнеологического) назначения и других полезных ископаемых, не эксплуатируются и не выходят на дневную поверхность, надежно изолированы от вышележащих водоносных горизонтов, подземные воды которых используются для технического водоснабжения.

**2.6.** Комплекс выполненных на участке исследований и работ включал: капитальный ремонт скважин (КРС), геофизические исследования (термометрия, расходомерия, I К и др.), опытные работы (пробные откачки - 15 бр/см, пробные нагнетания - 3 бр/см, опытные ступенчатые нагнетания - 90 бр/см), лабораторные

исследования, камеральные работы.

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

**2.7.** Опыт эксплуатации полигонов захоронения в глубокие горизонты 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 месторождениях Центральная и Восточная Прорва.

**2.8.** В процессе разведки полигона захоронения выполнены лабораторные исследования по изучению химического состава и физических свойств подземных вод потенциального резервуара, а также стоков, подлежащих захоронению.

Попутно-добываемые пластовые воды относятся к слабым и крепким рассолам с минерализацией от 139,6 до 193,05 г/л. В химическом составе резко преобладают хлориды – более 90% в эквивалентной форме и натрия с калием – более 80%. Показатель рН находится в пределах 7,9-8,65 с преобладанием значений от 8,0 до 8,5, т. е. воды преимущественно слабощелочные. Общая жесткость изменяется от 425 до 535 мг-экв/л. Тип воды по классификации Сулина В.А. хлоридно-кальциевый.

Технологические сточные воды - хлоридно-магниевые с минерализацией 4,6 г/л.

В пластовых водах среднеюрских горизонтов полигона захоронения минерализация достигает до 193,8 г/л. По классификации Сулина В.А. тип - хлоридно-магниевый и хлоридно-кальциевый. По химическому составу они близки к попутно-добываемым пластовым водам участка Молдабек Восточный, с преобладанием ионов хлора и натрия с калием.

Для определения технологии захоронения сточных вод проведены лабораторные исследования по совместимости утилизируемых вод с пластовыми водами полигона закачки.

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

По результатам исследований совместимости подземных вод среднеюрского горизонта с утилизируемыми водами установлено, что расчетная совместимость вод по сульфату кальция стабильная, следовательно, воды совместимы в любых соотношениях. По карбонатной совместимости смеси вод также стабильны и совместимы в любых соотношениях.

Сульфатовосстанавливающих бактерий в подземных водах средней юры и в смеси с попутно-добываемыми пластовыми водами, не обнаружено.

По коррозионной активности подземные воды средней юры и попутно-

добываемые пластовые воды характеризуются как среднеагрессивные со скоростью коррозионного проникновения более 0,1-0,5 мм/год.

По результатам лабораторных исследований совместимости вод установлено, что попутно-добываемые пластовые воды с нефтяных месторождений имеют неоднородный состав. В целях удаления механических примесей и выполнения антикоррозионных мероприятий необходимо проведение для них дополнительной водоподготовки перед закачкой.

**2.9.** Для гидродинамических расчетов приняты следующие основные гидрогеологические параметры: мощность горизонта - 18,7 м, коэффициент фильтрации - 0,07 м/сутки, пьезопроводности -  $2,0 \times 10^5$  м<sup>2</sup>/сутки, открытая пористость - 0,3, срок эксплуатации - 11315 суток.

Расчеты выполнены для прогнозирования двух основных показателей: увеличение пластового давления вследствие закачки стоков и распространения (растекания) захороняемых стоков в недра.

Гидрогеологические расчеты оценки избыточного давления (напора) и прогноз движения захороняемой жидкости в пласте, возражений не вызывают. Принятые для расчетов параметры соответствуют реальным условиям.

Принимая во внимание, что доказанная суммарная приемистость 3-х нагнетательных скважин (№ 72,12,122) составляет порядка 1202 м<sup>3</sup>/сутки при перспективной потребности 1602,7 м<sup>3</sup>/сутки, в расчетную схему добавлена резервная скважина № 96.

Согласно выполненным расчетам, радиус растекания закачиваемых попутно-добываемых вод (стоков) составит 1381,5 м, увеличение пластового давления вследствие закачки стоков в центре полигона закачки - 5,37 МПа; увеличение давления на границе растекания - 3,83 МПа.

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

Для обеспечения целостности и сохранности окружающей природной среды необходимо принятие природоохранных мер, исключающих возможность перетока закачиваемых стоков в вышележащие водоносные горизонты, поверхностные водные объекты и ландшафт.

Эксплуатирующей организации рекомендуется организовать в пределах площади полигона захоронения специализированную наблюдательную сеть и вести контроль за состоянием недр (режим эксплуатации полигона, техническое состояние скважин, объемы стоков, давление в пласте и на устье, уровень, качественный состав стоков и пластовых вод) и окружающей среды (атмосферный воздух, почвы и грунты, поверхностные и грунтовые воды, радиационная безопасность).

### **3. ГКЭН постановляет:**

**3.1.** Считать отчетные материалы о результатах работ по объекту: «Разведка полигона для закачки попутно добываемых вод на месторождении Северный Котырмас АО «Эмбаунайгаз» апробированными по состоянию изученности на 01.10.2020 г.

**3.2.** Принять на разведанном участке полигона в качестве основного коллектора-резервуара для захоронения попутно-добываемых пластовых и сточных вод – среднеюрский водоносный горизонт; степень изученности территории – по I категории (изученная).

**3.3.** Согласовать для составления Проекта эксплуатации пространства недр и оформления Лицензии, следующие параметры полигона захоронения попутно-добываемых пластовых и сточных вод на месторождении Северный Котырмас:

площадь – 3 км<sup>2</sup>;

глубина исследований – до 800 м.

**3.4.** Рекомендации недропользователю:

**3.4.1.** Организовать наблюдательную режимную сеть для прослеживания изменения недр и природной среды.

**3.4.2.** Вести контроль за состоянием недр (режим эксплуатации полигона, техническое состояние скважин, объемы стоков, давление в пласте и на устье, уровень, качественный состав стоков и пластовых вод) и окружающей среды (атмосферный воздух, почвы и грунты, поверхностные и грунтовые воды, радиационная безопасность).

**3.4.3.** Принять к сведению рекомендации авторов по рациональному строительству и эксплуатации полигона, организации наблюдательной сети и ведению мониторинга недр и окружающей среды.

**3.4.4.** В процессе строительства и эксплуатации полигона соблюдать требования по охране недр, водных ресурсов окружающей среды.

**Заместитель председателя  
Комитета геологии,  
заместитель председателя ГКЭН**



*М. Тналиев*  
**М. Тналиев**

**QAZAQSTAN RESPYBLIKASY  
EKOLOGIA, GEOLOGIA  
JANE TABIGI RESYRSTAR  
MINISTRIGI**

**GEOLOGIA KOMITETI**

№ 26-04-26/1503 от 06.10.2020

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

№



**МИНИСТЕРСТВО  
ЭКОЛОГИИ, ГЕОЛОГИИ И  
ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ  
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН**

**КОМИТЕТ ГЕОЛОГИИ**

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

**«Эмбаунайгаз» АҚ**

060002, Атырау қ., Уалиханов көш., 1 үй  
Тел.: +77122322924

2020 жылғы 11 тамыздағы № 113-07/3688 хатқа

Қазақстан Республикасы Экология, Геология және табиғи ресурстар министрлігінің Геология комитеті Кенбай газ-мұнай кен орны (Солтүстік Қотыртас учаскесі) ауданындағы жер қойнауы кеңістігін пайдалану лицензиясына қатысты мынаны хабарлайды.

ҚР «Жер қойнауы және жер қойнауын пайдалану туралы» Кодексінің 252-бабының 1-тармағына сәйкес Сізге жер қойнауы кеңістігін пайдалану жобасын және жою жоспарын дайындау, сондай-ақ олар бойынша сараптама жүргізу және келісу қажеттігі туралы хабарлаймыз.

Жер қойнауы кеңістігін пайдалану жобасына және жою жоспарына сараптамалар мен келісулердің оң қорытындыларын өтініш беруші хабардар етілген күннен бастап бір жылдан кешіктірмей жер қойнауын зерттеу жөніндегі уәкілетті органға ұсынуға тиіс.

**Төрағаның орынбасары**

**М. Тналиев**

Ж. Шонан ☎ 272217, 8 707 227 1993  
✉ [sh.shonan@ecogeo.gov.kz](mailto:sh.shonan@ecogeo.gov.kz)

**АО «Эмбаунайгаз»**  
060002, г. Атырау, ул. Валиханова, д. 1  
Тел.: +77122322924

На № 113-07/3688 от 11.08.2020 г.

Комитет геологии Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан касательно лицензии на использование пространства недр в районе газонефтяного месторождения Кенбай (участок Котыртас Северный) сообщает следующее.

Согласно п.1 ст. 252 Кодекса РК «О недрах и недропользовании» уведомляем Вас о необходимости подготовки проекта эксплуатации пространства недр и плана ликвидации, а также проведения по ним экспертиз и согласования.

Положительные заключения экспертиз и согласования проекта эксплуатации пространства недр и плана ликвидации должны быть представлены заявителем в уполномоченный орган по изучению недр не позднее одного года со дня уведомления.

**Заместитель председателя**

**М. Тналиев**

✍ Ж. Шонак ☎ 272217, 8 707 227 1993  
✉ [zh.shonan@ecogeo.gov.kz](mailto:zh.shonan@ecogeo.gov.kz)

**Согласовано**

05.10.2020 17:20 Есенгазиев Чингис Жуматбекович

**Подписано**

05.10.2020 17:31 Тналиев Мирболат Мақсұтұлы

№ 26-03-26/296 от 03.02.2021  
 QAZAQSTAN RESPYBLIKASY  
 EKOLOGIA, GEOLOGIA  
 JANE TABIGI RESYRSTAR  
 MINISTRLOGI



МИНИСТЕРСТВО  
 ЭКОЛОГИИ, ГЕОЛОГИИ И  
 ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ  
 РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

КОМИТЕТ ГЕОЛОГИИ

GEOLOGIA KOMITETI

010000, Nur-Sultan q., A. Mambetova k-si., 32  
 tel.: 8(7172)390310, факс: (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

№

## ЛИЦЕНЗИЯ на использование пространства недр

№ 6-ИПН

«03» февраля 2021 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 - **25 лет** со дня ее выдачи.
- 2) границы территории участка недр площадью **26,73 кв.км**, показаны на картограмме и обозначены угловыми точками: с №1 по №4.

Угловые точки, №	Координаты угловых точек					
	Северная широта			Восточная долгота		
	гр.	мин.	сек.	гр.	мин.	сек.
1	47	43	46,94639	54	09	52,21003
2	47	43	52,80202	54	13	51,83395
3	47	40	59,93008	54	14	00,99267
4	47	40	54,08424	54	10	01,58821
<b>Площадь - 26,73 кв.км</b>						

3) иные условия недропользования:

В соответствии с пунктом 3.4 Протокола Государственной комиссии по экспертизе недр от 2 октября 2020 года № 2215-20-А необходимо:

- организовать наблюдательную режимную сеть для прослеживания изменения недр и природной среды;
- вести контроль за состоянием недр (режим эксплуатации полигона, техническое состояние скважин, объемы стоков, давление в пласте и на устье, уровень, качественный состав стоков и пластовых вод) и окружающей среды

(атмосферный воздух, почвы и грунты, поверхностные и грунтовые воды, радиационная безопасность);

- в процессе строительства и эксплуатации полигона соблюдать требования по охране недр, водных ресурсов окружающей среды.

Схематическое расположение территории участка недр прилагается к настоящей лицензии.

3. Обязательства Недропользователя:

1) уплата подписного бонуса в размере **1 166 800 тенге (400 МРП) до «17» февраля 2021 года;**

2) уплата в течение срока лицензии платежей за пользование земельными участками (арендных платежей) в размере и порядке, установленным 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 Северный Котырғас».

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  
февраль, 2020**

**Согласовано**

03.02.2021 18:57 Есенгазиев Чингис Жуматбекович

**Подписано**

03.02.2021 19:02 Абдикешов Атмат Жанболатович

### Протокол геолого-технического совещания

**Тема совещания:** Цели и задачи «Рассмотрение материалов увеличения объема воды по утилизации попутно-добываемых вод на месторождении Северный Котыртас АО «Эмбаунайгаз».

**Дата проведения:** 10 мая 2023г.

**Место проведения:** г.Атырау, офис АО «ЭМГ».

**Председательствовал:**

Козов К.С. –зам.генерального директора по геологии и разработке АО «ЭМГ»

**Присутствующие:**

**От АО «Эмбаунайгаз»**

Мекебаев Д.Т.-директор департамента промысловой геологии и разработки месторождений

Қажым Т.С.- Начальник отдела разработки НГМ,

Ержанғалиев А.Е.-зам.начальника отдела разработки

Даулетов А.С.- зам.нач.НГДУ «Қайнармунайгаз» по геологии и разработке

Онғарсынов Ш.Г.- нач.отдела геологии и разработки НГДУ «Қайнармунайгаз»

Буранкулова С.Б.- старший геолог отдела разработки

**От АФ ТОО «КМГ Инжиниринг»**

Горячкин И.И.- руководитель службы геологии и геологоразведки

**От ТОО «Казахский научно исследовательский геологоразведочный нефтяной институт (КазНИГРИ)»**

Таймурзин Ж.С.- Директор департамента проектирования технологии добычи и обустройства

Нурмағанбетова Л. А. - Инженер-геолог

**В рамках совещания обсуждались вопросы о необходимости увеличения объемов утилизации воды до 5000 м<sup>3</sup>/сут на участке месторождения Северный Котыртас.**

По данным НГДУ «Қайнармунайгаз» по состоянию на 1 мая 2023г

Общий объем попутно-добываемой воды по месторождениям составляет:

- Восточный Молдабек составляет- 7173 м<sup>3</sup>/сут,

- Северный Котыртас составляет- 127 м<sup>3</sup>/сут.

На закачку месторождения Восточный Молдабек расходуется 3000 м<sup>3</sup>/сут.

Вода из пункта подготовки нефти Восточный Молдабек- 130 м<sup>3</sup>/сут.

Исходя из вышеизложенного, проектный суточный объем утилизируемой воды составляет 4430-5000 м<sup>3</sup>/сут.

Изначально планируемый объем попутно-добываемых вод на месторождении Северный Котыртас закладывался в 1500-1600 м<sup>3</sup>/сут. со средней приемистостью скважин 400 м<sup>3</sup>/сут. (по экспериментальным данным) в 4 поглощающие скважины.

Утилизация попутно-добываемых пластовых вод начиная с 2020г. проводилась в 4 поглощающие скважины №№72, 112, 96, 98. Ежегодные суммарные объемы утилизируемых попутно-добываемых вод по 4 скважинам составляли 501 тыс.м<sup>3</sup> (1500 м<sup>3</sup>/сут). Производительность скважин в пределах 170 - 585 м<sup>3</sup>/сут.

После получения лицензии на эксплуатацию пространства недр на полигоне месторождения Северный Котырмас для утилизации попутно-добываемых вод в феврале 2021 года были введены в работу вышеперечисленные скважины.

Скважина №72. Перфорация на данной скважине была проведена на отметках 637-648м; 770-783м. По состоянию на 01.11.2022 г за период эксплуатации в скважину №72 при средней приемистости 585 м<sup>3</sup>/сут. было утилизировано 355,095 тыс. м<sup>3</sup> попутно-добываемых вод.

Скважина №112. Перфорация на данной скважине была проведена на отметках 658-665м; 667-673; 703-707; 757-763м. По состоянию на 01.11.2022 г за период эксплуатации в скважину №112 при средней приемистости 170 м<sup>3</sup>/сут было утилизировано 103,190 тыс м<sup>3</sup> попутно-добываемых вод.

Скважина №96. Перфорация на данной скважине была проведена на отметках 632,8-648,5. По состоянию на 01.11.2022 г за период эксплуатации в скважину №96 при средней приемистости 365 м<sup>3</sup>/сут. было утилизировано 221,555 тыс. м<sup>3</sup> попутно-добываемых вод.

Скважина №98. Перфорация на данной скважине была проведена на отметках 631-638; 639-642; 710-713; 774-776. По состоянию на 01.11.2022 г за период эксплуатации в скважину №98 при средней приемистости 380 м<sup>3</sup>/сут было утилизировано 230,660 тыс м<sup>3</sup> попутно-добываемых вод.

В настоящее время все работы по утилизации воды ведутся на основании полученной Лицензии за №6-ИПН от 03 февраля 2021г, АО «Эмбаунайгаз» (далее по тексту АО ЭМГ) имеет 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).**

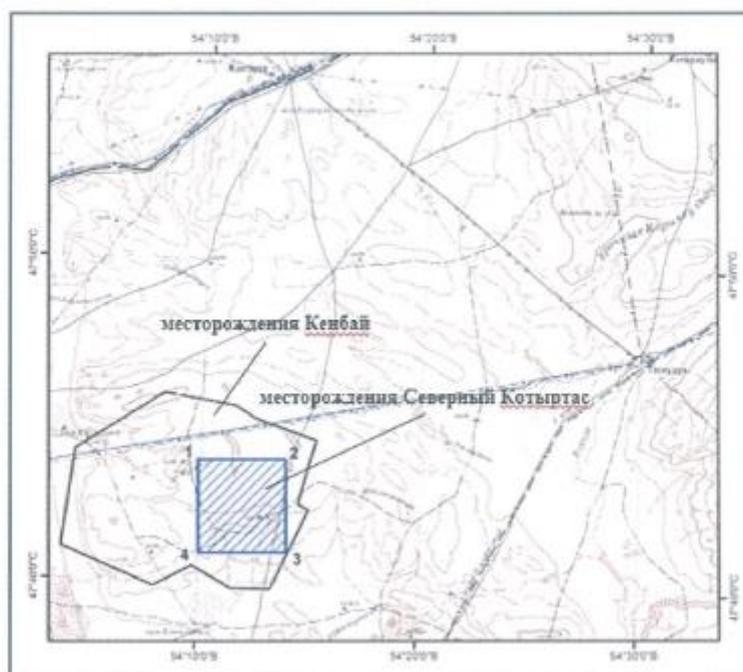
- Условия лицензии:

1) срок лицензии - **25 лет** со дня ее выдачи.

2) границы территории участка недр площадью **26,73 кв.км**, показаны на картограмме и обозначены угловыми точками: с №1 по №4.

Угловые точки, №	Координаты угловых точек					
	Северная широта			Восточная долгота		
	гр.	мин.	сек.	гр.	мин.	сек.
1	47	43	46,94639	54	09	52,21003
2	47	43	52,80202	54	13	51,83395
3	47	40	59,93008	54	14	00,99267
4	47	40	54,08424	54	10	01,58821
<b>Площадь - 26,73 кв.км</b>						

**Картограмма**  
**расположения участка территории АО «Эмбаунайгаз»**  
 Масштаб 1: 250 000



**Условные обозначения:**

- контур месторождения Кенбай
- контур участка
- железные дороги
- грунтовые проселочные дороги
- полевые дороги
- нефтепроводы подземные
- водопроводы подземные
- населенные пункты
- горизонтали основные
- леса бугристые
- солончаки

**г. Нур-Султан,**  
**февраль, 2021 г.**

За два года эксплуатации полигона утилизации попутно-добываемых вод закачка велась в стабильном режиме. В последующие годы ожидается увеличение объемов утилизации, связанное с объемами поступления попутно-добываемых вод с месторождения Молдабек Восточный, и, в связи с этим необходимости введения дополнительных скважин.

Ввод в эксплуатацию дополнительных скважин потребует пересмотра существующей системы эксплуатации и составления дополнения к геологическому отчету с обновленными параметрами, и, в связи с этим дополнения к проекту эксплуатации, дополнения к плану ликвидации скважин и обновленного ОВОС к проекту эксплуатации недр.

Составление обновленного геологического отчета по результатам опытных работ, выполненных ТОО «Атыраугидрогеология» будет выполняться специалистами ТОО «Казахский научно-исследовательский геологоразведочный нефтяной институт», (далее в тексте «КазНИГРИ»).

После защиты геологического отчета в Комгео по обновленным данным отчета будут внесены корректировки соответственно в проект эксплуатации, план ликвидации (при необходимости) и Проект ОВОС, выполняемые специалистами АФ ТОО «КМГ Инжиниринг» (АФ «КМГИ»), согласно договору № 343-118//83/2021АТ от 26.08.2021г. При этом необходимо отметить, что данный договор был заключен в 2021 году, однако в связи с долгим согласованием проектов ОВОС и предстоящим увеличением объема закачки не был утвержден. Оставшаяся на данный момент времени, сумма по договору составляет 5 000 000 тенге (за второй этап).

**По итогам совещания приняты следующие решения:**

1. На основании предложения НГДУ «Кайнармунайгаз», принять и увеличить объем утилизируемой воды до 5000 м<sup>3</sup>/сут.
2. ТОО КазНИГРИ составить и защитить в Комитете Геологии обновленный геологический отчет по обоснованию увеличения объема закачки попутно-добываемых вод.
3. На основе утвержденного геологического отчета, на основании договора № 343-118//83/2021АТ от 26.08.2021г., АФ ТОО «КМГ Инжиниринг» обновляет Дополнение к Проекту эксплуатации недр и проходит комплексную экспертизу.
4. После прохождения комплексной экспертизы и согласования Дополнения к проекту эксплуатации недр месторождения С.Котыртас, АФ «КМГИ» выставляет АВР за оставшийся второй этап, АО «ЭМГ» оплачивает его без применения штрафных санкций.

Председатель

Козов К.С.

Секретарь

Буранкулова С.Б.

Дәуіт Дүзметов А.С.  
  
 (Хасимов Т.С.)

Ота Қыртұрпа  
 Төрағасы

**Министерство промышленности и строительства  
Республики Казахстан  
Комитет геологии**

**П Р О Т О К О Л № 2613-23-А  
заседания Государственной комиссии  
по экспертизе недр**

Рассмотрение материалов отчета по переоценке полигона утилизации попутно-добываемых пластовых и сточных вод на участке Котыртас Северный месторождения Кенбай АО «Эмбаунайгаз»

*17 ноября 2023 года*

*г. Астана*

**ПРИСУТСТВОВАЛИ:**

Председатель Комиссии

Акбаров Е.Е.

Члены Комиссии:

Байбатыров М.Ж.  
Калашникова Ж.К.  
Суиндыкова Н.С.  
Шонан Ж.Б.

Автор отчета

Сагимбаева С.Е.

**ПРИГЛАШЕННЫЕ:**

от АО «Эмбаунайгаз»:  
директор департамента  
зам. начальника отдела

Мекебаев Д.Т.  
Ержангалиев А.Е.

от ТОО «КазНИГРИ»:  
директор  
заместитель директора  
инженер отдела гидрогеологии

Юсубалиев Р.А.  
Туленбаева Б.Р.  
Даумова Н.В.

**Председательствовал**

**Акбаров Е.Е.**

## **1. ГКЭН рассмотрены:**

**1.1.** Отчет «Переоценка, пересчет полигона утилизации воды на участке Котыртас Северный месторождения Кенбай АО «Эмбаунайгаз», АО «Эмбаунайгаз», ТОО «КазНИГРИ», ответственный исполнитель: Сагимбаева С.Е.

**1.2.** Краткая справка.

**1.3.** Заключение независимого эксперта Едигенова М.Б.

## **2. ГКЭН отмечает:**

**2.1.** Полигон подземного захоронения попутно-добываемых пластовых и сточных вод на месторождении Северный Котыртас расположен в 17-50 км на юго-восток от железнодорожных станций Жамансор и Мукур Атырауской области, в контуре Горного отвода газонефтяного месторождения Кенбай АО «Эмбаунайгаз».

АО «Эмбаунайгаз» осуществляет закачку попутно-добываемых пластовых и сточных вод в недра на основании Лицензии на использование пространства недр от 03.02.2021 г. №6-ИПН от 03.02.2021 г. Срок действия Лицензии – 25 лет со дня выдачи.

Отчет по переоценке участка полигона составлен ТОО «КазНИГРИ» в соответствии с технической спецификацией к Договору от 13.04.2023 г. №823446/2023/1 с АО «Эмбаунайгаз» в рамках вышеуказанной Лицензии.

В связи с интенсивной разработкой месторождения Кенбай прогнозируется увеличение попутно-добываемых пластовых вод. В целом, объемы попутно-добываемых пластовых вод с участка Молдабек Восточный и технологических сточных вод с участка Котыртас Северный, требующие утилизации, увеличатся до 5000 м<sup>3</sup>/сутки к концу 25023 года.

**2.2.** Впервые геологическая информация по участку полигона была представлена на государственную экспертизу в 2018 г. Отчетные материалы по выбору геологического резервуара для утилизации попутной воды в районе месторождения Северный Котыртас приняты к сведению (протокол ГКЭН от 30.10.2018г. № 1974-18).

В 2020 г. на участке полигона проведены разведочные работы. В рамках данных работ выполнены КРС, полный комплекс опытно-фильтрационных работ, подготовлены 3 нагнетательные (№ 72, 112, 122) и 2 наблюдательные (№ 66, 101) скважины.

Опытно-фильтрационные работы включали: пробные откачки, пробные кратковременные закачки, ступенчатые нагнетания давления и расхода на трех режимах. По результатам опытных работ определена приемистость нагнетательных скважин, которая составила 378-423 м<sup>3</sup>/сутки. Учитывая перспективный на тот момент объем стоков (1602,7 м<sup>3</sup>/сутки) рекомендована дополнительная (резервная) нагнетательная скважина № 96.

По итогам опытно-фильтрационных работ определены основные гидрогеологические параметры пласта-коллектора, выполнены гидродинамические расчеты: увеличение пластового давления и контур

растекания попутно-добываемых вод при их закачке к концу срока эксплуатации составили 3,83МПа и 1381,5 м, соответственно.

Изучен химический состав пластовых вод коллектора и закачиваемых вод, их совместимость; даны рекомендации по эксплуатации и мониторинговым наблюдениям.

Отчетные материалы о результатах работ по объекту: «Разведка полигона для закачки попутно добываемых вод на месторождении Северный Котыртас АО «Эмбаунайгаз» апробированы ГКЭН по состоянию изученности на 01.10.2020 г. (протокол №2215-20-А от 02.10.2020 г.).

**2.3.** Рассматриваемый отчет по переоценке полигона закачки попутно-добываемых пластовых и сточных вод на месторождении Северный Котыртас составлен на основе имеющейся ретроспективной геологической информации, результатов разведки и опыта эксплуатации, а также дополнительных исследований 2021-2022 гг.

Общие сведения о районе работ и участке, геологическое строение, тектонические, геоморфологические и гидрогеологические условия полигона захоронения были освещены в материалах предыдущих отчетов достаточно и отражены в протоколе ГКЭН №2215-20-А от 02.10.2020 г., продолжением которого является настоящий протокол.

**2.4.** На сегодняшний день фонд нагнетательных скважин полигона закачки состоит из 4-х нагнетательных скважин - № 72, 112, 96, 98, введенных в действие в 2021 г. Скважина № 122, ввиду технических сложностей по проложению выкидных линий, не эксплуатируется.

За два года эксплуатации полигона закачка стоков велась в стабильном режиме: 1500-1600 м<sup>3</sup>/сутки суммарно. Фактические объемы по скважинам составляют от 170 м<sup>3</sup>/сутки (скв. № 112) до 602 м<sup>3</sup>/сутки (скв. № 72).

Суммарные объемы утилизированных попутно-добываемых пластовых и технологических сточных вод за 2-летний срок эксплуатации полигона составили 1 048,500 тыс. м<sup>3</sup> (скв. №72 - 409,135 тыс. м<sup>3</sup>, скв. № 112 - 118,68 тыс. м<sup>3</sup>, скв. № 96 - 254,9 тыс. м<sup>3</sup>, скв. № 98 - 265,77 тыс. м<sup>3</sup>). Пластовые давления в скважинах составили 71-73 атм, забойные - 117 атм.

**2.5.** На площади полигона была организована наблюдательная сеть из 4-х скважин на следующие объекты: альб-сеноманский горизонт (скв. № 4П); нижнемеловой неокомский горизонт (скв. № 94); среднеюрский горизонт - эксплуатационный коллектор (скв. № 66 и № 101). Недостатком работ по мониторингу является отсутствие наблюдений в скважине № 4П.

В наблюдательных скважинах № 94, 66 и 101 за отчетный период уровни подземных вод оставались практически без изменений (в пределах отметок 58-62 м.).

**2.6.** Ввиду увеличения объема утилизируемых стоков до 5000 м<sup>3</sup>/сутки, на участке полигона пересмотрен фонд нагнетательных скважин с увеличением их количества до 10 скважин. Рекомендованы дополнительно к 4-м существующим нагнетательным скважинам (№ 72, 112, 96, 98), включение

скважин № 7, 56, 107, 135, а также перевод ранее апробированных наблюдательных скважин № 66 и 101 в разряд нагнетательных.

В качестве наблюдательных точек за эксплуатационным коллектором рекомендуются скважины № 5, 11 и 139.

**2.7.** Гидродинамические расчеты с учетом новой схемы из 10 нагнетательных скважин выполнены для прогнозирования двух основных показателей: увеличение пластового давления вследствие закачки стоков и распространения (растекания) захороняемых стоков в недра.

Согласно расчетам, радиус растекания закачиваемых стоков составит 3500 м, увеличение пластового давления вследствие закачки стоков в центре полигона закачки - 9,43 МПа; увеличение давления на границе растекания - 6,9 МПа.

**2.8.** В отчетных материалах даны рекомендации по дальнейшей эксплуатации полигона. Основные мероприятия сводятся к следующим:

- На контуре растекания в восточном, западном и южном направлениях пробурить и оборудовать 3 наблюдательные скважины на поглощающий горизонт (места расположения скважин указаны на карте);

- в резервных скважинах № 74 и 110 после отработки триасовых горизонтов выполнить перфорацию в границах среднеюрских отложений и провести комплекс опытно-фильтрационных работ (пробные откачки, пробные закачки трехступенчатые нагнетания, наблюдения за восстановлением уровня воды), отобрать пробы воды на сокращенный химический анализ;

- в скважине № 98 провести капитальный ремонт (КРС) и комплекс ГИС; в скважине № 7 - АКЦ, по результатам которого при необходимости выполнить КРС;

- проводить полноценный мониторинг в нагнетательных и наблюдательных скважинах полигона, лабораторные исследования химического состава и исследования на совместимость пластовых вод и закачиваемых стоков и др.

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

Для обеспечения целостности и сохранности окружающей природной среды необходимо принятие природоохранных мер, исключающих возможность перетока закачиваемых стоков в вышележащие водоносные горизонты, поверхностные водные объекты и ландшафт.

### **3. ГКЭН постановляет:**

**3.1.** Материалы геологического отчета по пересчету, переоценке полигона утилизации воды на участке Котыртас Северный месторождения Кенбай АО «Эмбаунайгаз» считать апробированными по состоянию изученности на 01.11.2023 г. на срок 7 лет (до 2030 г. включительно).

**3.2.** Согласовать для внесения изменений и дополнений в Проект эксплуатации пространства недр следующие параметры полигона захоронения попутно-добываемых пластовых и технологических сточных вод на месторождении Северный Котыртас:

Радиус распространения – 3500 м; площадь зоны – 38,5 км<sup>2</sup>; допустимый интервал глубин закачки стоков (от-до) – 624-940 м; максимальные: объем нагнетания – 5000 м<sup>3</sup>/сутки, пластовое давление – не более 11 Мпа, устьевое давление – не более 5 Мпа.

**3.3. Рекомендации недропользователю (АО «Эмбаунайгаз»):**

- Руководствоваться рекомендациями авторов отчета по рациональному строительству и эксплуатации полигона, организации наблюдательной сети и ведению мониторинга недр и окружающей среды.

- Провести капитальный ремонт (КРС) и комплекс ГИС в скважине № 98; провести АКЦ в скважине № 7, по результатам которого при необходимости выполнить КРС. При бурении новых скважин предусмотреть геолого-геофизические исследования, в т.ч. проведение полного комплекса современных ГИС.

- Проводить контроль за состоянием недр (режим эксплуатации полигона, техническое состояние скважин, объемы стоков, давление в пласте и на устье, уровень, качественный состав стоков и пластовых вод) и окружающей среды (атмосферный воздух, почвы и грунты, поверхностные и грунтовые воды, радиационная безопасность).

- Вести систематические наблюдения по режимной сети; соблюдать требования по охране недр, водных ресурсов окружающей среды.

**3.4.** В 2030 г. представить на повторную апробацию материалы геологического отчета по полигону захоронения попутно-добываемых пластовых и технологических сточных вод Котырмас Северный по опыту эксплуатации.

**Председатель  
Комитета геологии,  
председатель ГКЭН**



**Е. Акбаров**



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 – 150**  
от 23.09.2025 г

всего листов 1  
лист 1

Акт отбора пробы (дата): 16.09.2025 г

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

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

Место отбора: м. Северный Котырмас НГДУ «Кайнармунайгаз»

Точка отбора: до РВС №4 1000 м<sup>3</sup>

Дата отбора: 16.09.2025 г Дата поступления: 17.09.2025 г Дата анализа: 17-18.09.2025 г

Условия окр. среды: температура 24,4 °С влажность 31,3 % давление 102,6 кПа  
температура 24,5 °С влажность 30,9 % давление 102,4 кПа

№	Параметры	Единицы измерений	Результаты	НД на методы измерений
1	Гидрокарбонаты	мг/дм <sup>3</sup>	341,60	ГОСТ 26449.1-85
2	Хлориды	мг/дм <sup>3</sup>	3 384,77	ГОСТ 26449.1-85 п.9.2
3	Сульфаты	мг/дм <sup>3</sup>	1 096,00	ГОСТ 26449.1-85 п.13
4	(Натрий + калий)*	мг/дм <sup>3</sup>	1 980,99	МВИ 1 №3-2022
5	Кальций	мг/дм <sup>3</sup>	395,79	ГОСТ 26449.1-85 п.11
6	Магний	мг/дм <sup>3</sup>	218,88	ГОСТ 26449.1-85 п.12
7	Общая минерализация	мг/дм <sup>3</sup>	7 418,03	МВИ 1 №3-2022
8	Железо Fe <sup>3+</sup>	мг/дм <sup>3</sup>	22,12	ГОСТ 23268.11-78
9	Железо Fe <sup>2+</sup>	мг/дм <sup>3</sup>	менее 0,50	ГОСТ 23268.11-78
10	Йод I <sub>2</sub>	мг/дм <sup>3</sup>	0,42	ГОСТ 23268.16-78
11	Бром Br <sub>2</sub>	мг/дм <sup>3</sup>	2,93	ГОСТ 23268.15-78
12	Общая жёсткость	ммоль/дм <sup>3</sup>	37,75	ГОСТ 26449.1-85 п.10
13	Сероводород	мг/дм <sup>3</sup>	0,95	ГОСТ 26449.3-85 п.3
14	Взвешенные вещества	мг/дм <sup>3</sup>	159,00	ГОСТ 26449.1-85 п.2.3
15	Плотность	г/см <sup>3</sup>	1,0039	ГОСТ 18995.1-73
16	Водородный показатель (рН)	ед. рН	7,22	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 – 151**  
**от 23.09.2025 г**

всего листов 1  
лист 1

Акт отбора пробы (дата): 16.09.2025 г

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

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

Место отбора: м. Северный Котырмас НГДУ «Кайнармунайгаз»

Точка отбора: после РВС №4 1000 м<sup>3</sup>

Дата отбора: 16.09.2025 г Дата поступления: 17.09.2025 г Дата анализа: 17-18.09.2025 г

Условия окр. среды: температура 24,4 °С влажность 31,3 % давление 102,6 кПа

температура 24,5 °С влажность 30,9 % давление 102,4 кПа

№	Параметры	Единицы измерений	Результаты	НД на методы измерений
1	Гидрокарбонаты	мг/дм <sup>3</sup>	329,40	ГОСТ 26449.1-85
2	Хлориды	мг/дм <sup>3</sup>	3 206,45	ГОСТ 26449.1-85 п.9.2
3	Сульфаты	мг/дм <sup>3</sup>	1 056,00	ГОСТ 26449.1-85 п.13
4	(Натрий + калий) <sup>+</sup>	мг/дм <sup>3</sup>	1 853,11	МВИ 1 №3-2022
5	Кальций	мг/дм <sup>3</sup>	380,76	ГОСТ 26449.1-85 п.11
6	Магний	мг/дм <sup>3</sup>	221,92	ГОСТ 26449.1-85 п.12
7	Общая минерализация	мг/дм <sup>3</sup>	7 047,64	МВИ 1 №3-2022
8	Железо Fe <sup>3+</sup>	мг/дм <sup>3</sup>	20,30	ГОСТ 23268.11-78
9	Железо Fe <sup>2+</sup>	мг/дм <sup>3</sup>	менее 0,50	ГОСТ 23268.11-78
10	Йод I <sub>2</sub>	мг/дм <sup>3</sup>	0,42	ГОСТ 23268.16-78
11	Бром Br <sub>2</sub>	мг/дм <sup>3</sup>	3,06	ГОСТ 23268.15-78
12	Общая жёсткость	ммоль/дм <sup>3</sup>	37,25	ГОСТ 26449.1-85 п.10
13	Сероводород	мг/дм <sup>3</sup>	менее 0,80	ГОСТ 26449.3-85 п.3
14	Взвешенные вещества	мг/дм <sup>3</sup>	100,00	ГОСТ 26449.1-85 п.2.3
15	Плотность	г/см <sup>3</sup>	1,0038	ГОСТ 18995.1-73
16	Водородный показатель (рН)	ед. рН	7,27	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

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

Ф01 ДП2/023(2306)-2024

**ПРОТОКОЛ ИСПЫТАНИЙ № В-197/1-2**  
от «19» сентября 2025 г.

Акт отбора проб (дата): 16.09.2025 г.

Дата отбора пробы: 16.09.2025 г.

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

Наименование продукции: вода

НД на продукцию: не нормируется

Место отбора проб: НГДУ «Кайнармунайгаз, ЦППН Кенбай, м/в С.Котырмас

Дата и время поступления пробы: 18.09.2025 г. 12:10 час Дата анализа: 18.09.2025 г.

Условия проведения испытаний: температура воздуха: +22,2°C, влажность воздуха: 48,1%,  
атмосферное давление: 771,0 мм.рт.ст.

Наименование показателей	НД на метод испытания	Ед. изм.	Идентификационный номер пробы.	
			Наименование точки отбора	
			В-197/1	В-197/2
			До РВС- 1000м³	После РВС- 1000м³
			Фактическое значение	
Массовая концентрация нефтепродуктов	СТ РК 2328-2013	мг/дм³	0,31	0,26

Исполнитель:  
инженер

Турғали З.Ә.

Проверил:  
заведующая ЛЭИИМ

Кенжалиева Н.И.



## ПРИЛОЖЕНИЕ 9

Протокол НТС АФ ТОО «КМГ Инжиниринг»

## ПРИЛОЖЕНИЕ 10

Протокол НТС АФ ТОО «КМГ Инжиниринг»

## ПРИЛОЖЕНИЕ 11

Протокол совместного ГТС АО «Эмбаунайгаз» и АФ ТОО «КМГ Инжиниринг»

## ПРИЛОЖЕНИЕ 12

Письмо-Ответ Департамента санитарно-эпидемиологического контроля Атырауской области Комитета санитарно-эпидемиологического контроля Министерства здравоохранения Республики Казахстан

## ПРИЛОЖЕНИЕ 13

Письмо-согласование Республиканского гос учреждения «Департамент Комитета индустриального развития и промышленной безопасности Министерства индустрии и инфраструктурного развития Республики Казахстан по Атырауской области»

## ПРИЛОЖЕНИЕ 14

Заключение по результатам оценки воздействия на окружающую среду на отчет о возможных воздействиях к «Дополнение к проекту эксплуатации пространства недр для утилизации попутно-добываемых вод, промстоков в районе месторождения Котырмас Северный»