

**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
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
Б.ЖОЛАМАНОВ**

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, 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.4.3)

Ведущий инженер управления
проектирования бурения и ремонта скважин

_____ Б.Ф. Сабиров

(гл.7)

Начальник управления экологии

_____ Г.Х. Исмаганбетова

(гл.8.2)

Нормоконтролер _____ Г.К. Мазирова

А.К. ЖАКУПОВА И ДР.

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

Отчет состоит из Книги и Папки графических приложений.

Книга – текст на 70 л., в т.ч. 24 табл., 11 рис., 9 текст. прил. Папка - 6 граф. прил. на 6 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, листы L-40, M-40.

РЕФЕРАТ

Объект исследования – среднеюрские водоносные коллекторы в пределах горного отвода месторождения Б. Жоламанов.

Цель работы – составление проекта эксплуатации пространства недр в районе месторождения Б. Жоламанов для утилизации попутно-добываемых вод, промстоков по результатам эксплуатации полигона.

В работе приведены характеристика объектов утилизации, включающая систему нагнетательных и наблюдательных скважин, характеристика объекта подземного сооружения с описанием среднеюрского 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, выполненных ТОО «Атыраугидрогеология» и ТОО «БатысГеоЗерттеу», включены мероприятия по выполнению рекомендаций, календарный график закачки сточных вод и комплекс мероприятий по охране недр и окружающей среды.

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

Составил:

А.К. Жакупова



ТЕХНИЧЕСКАЯ СПЕЦИФИКАЦИЯ

по закупке 1132237
способом №1 одного источника

Лот № 1 (189 Р, 4129378)

Заказчик: Акционерное общество "Эмбаунайгаз"

Подрядчик: Товарищество с ограниченной ответственностью "КМГ Нижнирриг"

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 контролирующими органов на ЭОВОС.

Ожидаемые результаты:

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

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



Приказ «Самруу-Кезең» ААК электрондык порталына жүргүзүлгөн
 Документ формасын порталга электрондук жазуулар ААК «ӨНБ» «Самруу-Кезең»



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

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

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

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

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

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

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

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

Форма представления материалов:

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

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 |
| | ВВЕДЕНИЕ | 12 |
| 1 | ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТОВ УТИЛИЗАЦИИ ПОПУТНО-ДОБЫВАЕМЫХ ВОД, ПРОМСТОКОВ | 15 |
| | 1.1 Местоположение и период эксплуатации | 15 |
| | 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 | 23 |
| 2 | ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ПОДЗЕМНОГО СООРУЖЕНИЯ | 24 |
| | 2.1 Характеристика коллектора | 24 |
| | 2.2 Оценка изоляции резервуара | 26 |
| | 2.3 Границы и площадь участка эксплуатации пространства недр для утилизации попутно-добываемых вод, промстоков | 28 |
| | 2.4 Инженерно-геологические, гидрогеологические и экологические условия закачки попутно-добываемых вод, промстоков | 36 |
| 3 | СВЕДЕНИЯ ОБ ОРГАНИЗАЦИИ-НЕДРОПОЛЬЗОВАТЕЛЕ | 37 |
| 4 | ХАРАКТЕРИСТИКА ПЛАСТОВЫХ, ПОПУТНО-ДОБЫВАЕМЫХ ВОД, ПРОМСТОКОВ, ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ СБОРА, ПОДГОТОВКИ И ТРАНСПОРТА | 38 |
| | 4.1. Характеристика пластовых вод среднеюрского резервуара | 38 |
| | 4.2. Характеристика попутно-добываемых вод, промстоков и их совместимость с пластовыми водами юры | 42 |
| | 4.2.1 Результаты определения гранулометрического состава механических примесей | 46 |
| | 4.2.2 Результаты исследования коррозионной активности | 46 |
| | 4.2.3 Результаты определения сульфатовосстанавливающих бактерий | 47 |
| | 4.2.4 Расчет карбонатной и сульфатной стабильности исходных вод | 48 |
| | 4.2.5. Расчет карбонатной и сульфатной совместимости смеси вод | 50 |
| | 4.2.6. Опытное определение совместимости смеси вод | 52 |
| | 4.2.7 Итоги исследования совместимости пластовых и закачиваемых вод | 53 |
| | 4.3. Техника и технология сбора, подготовки и транспорта пластовой воды | 54 |

| | | |
|----------|--|----|
| | 4.3.1 Описание технологического процесса сбора, подготовки, транспорта и утилизации попутно-добываемых вод, промстоков на полигоне «Б.Жоламанов» | 54 |
| | 4.3.2. Система очистки утилизируемых вод и требования к их качеству | 61 |
| 5 | МЕРОПРИЯТИЯ ПО ВЫПОЛНЕНИЮ РЕКОМЕНДАЦИЙ | 63 |
| 6 | КАЛЕНДАРНЫЙ ГРАФИК ЗАКАЧКИ ПОПУТНО-ДОБЫВАЕМЫХ ВОД, ПРОМСТОКОВ | 64 |
| | 6.1 Прогнозируемые объемы вод, подлежащие утилизации | 64 |
| 7 | ЛИКВИДАЦИЯ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ | 65 |
| | 7.1 Ликвидация скважин | 65 |
| | 7.2 Оборудование устьев скважин при их ликвидации | 66 |
| | 7.3 Ликвидация последствий деятельности АО «Эмбаунайгаз» на месторождении Б.Жоламанов | 67 |
| | 7.3.1 Затраты на ликвидацию скважин | 67 |
| | 7.3.2 Затраты на установку реперов с тумбами | 68 |
| | 7.3.3 План производства работ по установке тумбы с репером | 68 |
| 8 | СПЕЦИАЛЬНЫЙ КОМПЛЕКС МЕРОПРИЯТИЙ ПО ОХРАНЕ НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ | 69 |
| | 8.1 Мониторинг подземных и поверхностных вод | 69 |
| | 8.2 Производственный и экологический мониторинг | 72 |
| | СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ | 75 |
| | ТЕКСТОВЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ | 76 |

СПИСОК ТАБЛИЦ В ТЕКСТЕ

| №№ п/п | | Наименование | Стр. |
|-----------|-------|--|------|
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| 1. | 1.2.1 | Основные виды и объемы работ | 19 |
| 2. | 1.2.2 | Основные сведения о нагнетательных (поглощающих) и наблюдательных скважинах участка закачки | 22 |
| 3. | 1.3.1 | Рекомендуемый фонд наблюдательных скважин | 23 |
| 4. | 2.2.1 | Основные расчетные гидрогеологические параметры принятые протоколом ГКЭН РК № 2437-22-А от 16.06.2022 г. | 25 |
| 5. | 2.3.1 | Рекомендуемые интервалы дополнительной перфорации в нагнетательных скважинах | 28 |
| 6. | 2.3.2 | Расчет прогнозных пластовых давлений в центре нагнетательного узла при существующей и рекомендуемой перфорации пласта за период проведения закачки | 30 |
| 7. | 2.3.3 | Расчет пластовых давлений на расстоянии r от центра нагнетательного узла | 31 |

| | | | |
|-----|--------|---|----|
| 8. | 2.3.4 | Расчет радиуса растекания закачиваемых вод в скважину №45 при существующей и рекомендуемой перфорации пласта за период проведения закачки | 33 |
| 9. | 2.3.5 | Расчет радиуса растекания закачиваемых вод в скважины №19, 21 при существующей и рекомендуемой перфорации пласта за период проведения закачки | 34 |
| 10. | 2.3.6 | Географические координаты угловых точек к участку закачки попутно-добываемых вод, промстоков Б. Жоламанов | 34 |
| 11. | 4.1.1 | Химический состав и физические свойства среднеюрских вод месторождения Б. Жоламанов | 39 |
| 12. | 4.2.1 | Физические свойства и химический состав вод, изучаемых на совместимость | 42 |
| 13. | 4.2.2 | Физические свойства и химический состав проб воды, отобранных с РВС до и после фильтра | 43 |
| 14. | 4.2.3 | Химический состав и физические свойства попутно-добываемых и сточных вод месторождения Б.Жоламанов | 45 |
| 15. | 4.2.4 | Гранулометрический состав механических примесей в пробах воды | 46 |
| 16. | 4.2.5 | Коррозионная агрессивность образцов воды на образцах-свидетелях | 47 |
| 17. | 4.2.6 | Результаты лабораторных исследований проб воды на содержание СВБ | 48 |
| 18. | 4.2.7 | Расчетная карбонатная стабильность исходных вод | 49 |
| 19. | 4.2.8 | Расчетная сульфатная стабильность исходных вод | 49 |
| 20. | 4.2.9 | Расчетная карбонатная совместимость смеси вод | 50 |
| 21. | 4.2.10 | Расчетная сульфатная совместимость смеси вод | 51 |
| 22. | 4.2.11 | Результаты определения опытной совместимости вод | 52 |
| 23. | 4.3.1 | Допустимое содержание механических примесей и нефти в закачиваемой воде | 62 |
| 24. | 6.1.1 | Прогнозируемые объемы попутно-добываемых вод, промстоков, подлежащих утилизации | 64 |
| 25. | 7.3.1 | Стоимость выполнения работ по ликвидации скважин | 67 |
| 26. | 8.1.1 | Отбор проб воды на анализ в химические лаборатории | 71 |
| 27. | 8.1.2 | Таблица объемов планируемых работ | 72 |

СПИСОК РИСУНКОВ

| №№ п/п | №№ табл. | Наименование | Стр. |
|-----------|-------------|--|----------|
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| 1 | 1.1 | Обзорная карта | 16 |
| 2 | 1.2 | Схема расположения скважин участка закачки | 18 |

| | | | |
|----|-------|--|----|
| 3 | 1.3 | Типовая конструкция капитально отремонтированных скважин | 20 |
| 4 | 1.4 | Типовая схема обвязки устья скважин | 21 |
| 5 | 2.1 | Схема контуров растекания закачиваемых вод при дополнительной перфорации нагнетательных скважин полигона | 35 |
| 6 | 4.3.1 | Принципиальная технологическая схема системы сбора, транспортировки скважинной продукции месторождения Б.Жоламанов | 55 |
| 7 | 4.3.2 | Принципиальная технологическая схема сбора скважинной продукции на СП №4 | 56 |
| 8 | 4.3.3 | Принципиальная технологическая схема ППН месторождения Б. Жоламанов | 58 |
| 9 | 4.3.4 | Схема системы утилизации попутно-добываемых и сточных вод | 60 |
| 10 | 7.1 | Схема установки репера и тумбы при ликвидации скважины | 66 |
| 11 | 7.2 | Пример металлической таблички, устанавливаемой на приваренную глухую заглушку при ликвидации скважины | 67 |

СПИСОК ТЕКСТОВЫХ ПРИЛОЖЕНИЙ

| №№ п/п | №№ прил. | Наименование | Стр. |
|-----------|-------------|---|------|
| | | ТЕКСТОВЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ | 76 |
| 1 | 1 | Горный отвод для добычи УВС на газонефтяном месторождении Б.Жоламанов (Орысказган) | |
| 2 | 2 | Протокол №2437-22 от 16.06.2022 ГКЭН | |
| 3 | 3 | Лицензия на использование пространства недр №17-ИПН от 15.09.2023г. | |
| 4 | 4 | Протоколы испытаний №В-152 и В-153 от 23.09.2025 | |
| 5 | 5 | Протокол испытаний №В-199/1-2 | |
| 6 | 6 | Протокол НТС АФ ТОО «КМГ Инжиниринг» | |
| 7 | 7 | Протокол совместного ГТС АО «Эмбаунайгаз» и АФ ТОО «КМГ Инжиниринг» | |
| 8 | 8 | Письмо-Ответ Департамента санитарно-эпидемиологического контроля Атырауской области Комитета санитарно-эпидемиологического контроля Министерства здравоохранения Республики Казахстан | |
| 9 | 9 | Письмо-согласование Республиканского гос учреждения «Департамент Комитета индустриального развития и промышленной безопасности Министерства индустрии и | |

| | | | |
|----|----|---|--|
| | | инфраструктурного развития Республики Казахстан по Атырауской области» | |
| 10 | 10 | 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 Б.Жоламанов» | |
| 11 | 11 | Письмо в Комгео об отправке отчета для сведения | |

ПАПКА
СПИСОК ГРАФИЧЕСКИХ ПРИЛОЖЕНИЙ

| № № п/п | Наименование приложения | Номер приложения | Номер листа приложения | Масштаб приложения | Степень секретности приложения |
|---------------|---|------------------|------------------------|-------------------------|--------------------------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| 1 | Карта фактического материала | 1 | 1 | 1:10 000 | 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.1:10 000 В.1:5 000 | н/с |
| 6 | Геолого-литологический профиль по линии I-I' | 13 | 1 | Г.1:10 000 В.1:2 500 | н/с |

Всего 6 графических приложений на 6 листах. Секретных нет.

ВВЕДЕНИЕ

Настоящий отчет выполнен по Договору №1132237/2025/1 АТ от 28.07.25г. между АО «Эмбаунайгаз» и АФ ТОО «КМГ Инжиниринг» в соответствии с геологическим заданием Заказчика.

Недропользователем является АО «Эмбаунайгаз», имеющий лицензию серии МГ №278(нефть) от 1 декабря 1995г на право пользования недрами для добычи УВС и Контракт с Компетентным органом (Государственный Комитет Республики Казахстан по инвестициям) за № 211 от 13 августа 1998г на проведение добычи углеводородов на месторождении Орысказган в пределах горного отвода.

На основании Постановления Правительства Республики Казахстан за № 1205 от 24 сентября 2001г нефтяному месторождению Орысказган присвоено имя заслуженного нефтяника Б. Жоламанова.

При разработке месторождения попутно с добываемой нефтью извлекаются пластовые воды, количество которых стабильно возрастает по мере увеличения времени эксплуатации месторождения, в связи с чем возникает необходимость захоронения вод в недра ввиду отсутствия альтернативных вариантов.

Прогнозные объемы попутно-добываемых вод до 2047 г первоначально по проекту закладывались в объеме 8634 тыс. м³ (от 903 м³/сут с начала закачки до 943 м³/сут к 2047г). Но в настоящее время данные по объемам закачки пересматриваются в сторону их повышения, и в 2026 г по прогнозным данным объемы сточных вод достигнут 1210 м³/сут.

Краткая предыстория объекта началась в 2019 г. Филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» «Каспиймунайгаз» была составлена программа исследовательских работ, включавшая выбор участка и специальных скважин для участка закачки, а также виды и объемы проведения гидрогеологических работ на месторождении. Были выбраны 5 скважин АО «ЭМГ», перфорированных на триасовые горизонты и находящиеся в нагнетательном фонде в действии и в бездействии, в консервации. Скважины переведены на среднеюрский поглощающий резервуар (3 скважины - нагнетательные и 2 скважины - наблюдательные). Дополнительно предложены резервные скважины из имеющегося фонда скважин АО «ЭМГ».

В программу работ закладывался объем работ, связанный с капитальным ремонтом скважин, с предварительной проверкой состояния обсадных колонн и проведением реперфорационных работ, а также комплекс опытно-фильтрационных работ (откачки, пробные закачки, опытные ступенчатые нагнетания), геофизические исследования в скважинах, отбор проб воды и проведение лабораторных исследований с определением полного химического и микрокомпонентного состава вод, и исследования на совместимость закачиваемых и пластовых вод.

В 2022 г. ТОО «Атыраугидрогеология» был составлен отчет «Разведка полигона для закачки попутно-добываемых вод на месторождении Б.Жоламанов АО «Эмбаунайгаз» (Протокол №2437-22-А ГКЭН от

16.06.2022 г). Был проведен КРС с полным комплексом опытно-фильтрационных работ на участке месторождения Б.Жоламанов. Ожидаемый объем 903-943 м³/сут. Подготовлены 3 нагнетательные скважины (№№19, 21, 45) и мониторинговая сеть из 2 наблюдательных скважин (№№ 17, 89) на целевой водоносный горизонт и одна скважина (№32) на буферный водоносный альб-сеноманский горизонт. Выполнены пробные откачки, наблюдения за восстановлением уровня, пробные кратковременные закачки, а также отбор проб воды для лабораторных исследований. Также были проведены ступенчатые нагнетания давления и расхода на трех режимах. По результатам закачек определены зависимости приемистости скважин от изменения давления и приемистость на единицу давления – одну атмосферу. Определены основные гидрогеологические параметры пласта-коллектора, по которым проведены гидродинамические расчеты полигона закачки сточных вод. Исследования совместимости пластовых вод коллектора и закачиваемых вод показали хорошую совместимость вод.

В рамках протокола №2437-22-А ГКЭН от 16.06.2022 г. недропользователю было рекомендовано:

- Организовать специальную режимную сеть с прослеживанием изменения природной среды;
- До начала эксплуатации полигона дополнительно к наблюдательной скважине №32 на буферный водоносный альб-сеноманский комплекс подготовить одну наблюдательную скважину (на этот же комплекс) с расположением в районе скважин №№17, 89;
- Руководствоваться при организации, строительстве и эксплуатации полигона рекомендациями авторов отчета, а также п.2.8. настоящего протокола.
- Вести системный мониторинг за эксплуатацией полигона (режим эксплуатации, техническое состояние нагнетательных скважин, объемы стоков, давление в пласте и на устье, качественный состав стоков и пластовых вод) и мониторинг подземных вод на специальной режимной сети наблюдений;
- МД «Запказнедра» установить контроль в части геологического изучения недр и мониторинговых исследований на полигоне захоронения стоков месторождения Б. Жоламанов АО «Эмбамунайгаз».

В 2023 г. был составлен «Проект эксплуатации пространства недр для утилизации попутно-добываемых вод в районе месторождения Б.Жоламанов» с прогнозируемыми объемами попутно-добываемых вод 903-943 м³/сут, получена Лицензия на использование пространства недр (№17-ИПН от 15.09.2023 г.) сроком на 25 лет.

После получения лицензии в декабре (01.12.2023г) были согласованы удельные нормы водопотребления и водоотведения в отраслях экономики РГУ «Комитетом водного хозяйства Министерства водных ресурсов и ирригации Республики Казахстан» сроком до 23.11.2028 г с показателями: на продукцию

– нефть в количестве 57, 89957 тыс. тонн в год уд. норма водопотребления на технологические нужды последовательно используемой попутно-добытой с нефтью воде – 6,532 м³/тонну, а также уд. нормы водоотведения попутно добытой с нефтью воды на ППД+ на утилизацию, требующие очистки – 6,202 м³/тонну, уд. нормы потерь – 0,33 м³/тонну.

После получено разрешение на специальное водопользование: сброс сточных вод в недра №KZ02VTE00203274 от 07.12.2023г. от РГУ «Жайык-Каспийской бассейновой инспекции по регулированию использования и охране водных ресурсов Комитета водного хозяйства Министерства водных ресурсов и ирригации Республики Казахстан» сроком действия до 23.11.2028 г.

В качестве эксплуатационного резервуара выбраны среднеюрские отложения с залеганием кровли на абсолютных отметках 321,5-388,25 м и подошвы на абсолютных отметках 645,2-688 м. Средняя эффективная мощность среднеюрского водоносного комплекса 82,9 м при изменениях от 42 до 139,8 м. Дебиты скважин составили 0,13 - 0,33 л/с при понижениях 20,7-40,1 м. Статические уровни установились на глубинах 49 - 76 м. По химическому составу воды хлоридно-кальциевые с минерализацией от 136 до 143 г/л и не содержат микроэлементов в промышленных кондициях.

Подготовлены 3 поглощающие скважины (№№19, 21, 45) и 2 наблюдательные скважины (№№ 17, 89) на поглощающий горизонт, а также проектом предусмотрены 2 наблюдательные скважины: одна (№ 32) - на альб-сеноманский горизонт (в н.в в эксплуатации на верхней юре) и одна резервная скважина 47н на альб-сеноманский горизонт. Геофизической компанией ТОО «Каспий» проведен ГИС по скважине 47н (каротаж прибором АИНК 43). Также будут предусмотрены резервные скважины для закачки №№23, 36, 91.

Настоящий проект НИР «Дополнение к Проекту эксплуатации пространства недр для утилизации попутно-добываемых вод, промстоков в районе месторождения Б. Жоламанов» составлен АФ ТОО «КМГ Инжиниринг» в рамках Договора №1132237/2025/1 АТ от 28.07.25г. в связи с внесением дополнений по проекту и необходимости получения обновленной лицензии на использование пространства недр. Прогнозируемый объем попутно-добываемых пластовых и сточных вод составит 943 - 1210 м³/сут. Согласованный ГКЭН срок эксплуатации полигона – 25 лет.

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

Всего 3 поглощающих скважин:

3 существующие поглощающие скважины (19,21,45);

Всего 3 резервные скважины (№№23, 36, 91) вводятся дополнительно;

Всего 4 наблюдательных скважин:

2 скважины - на поглощающий среднеюрский горизонт (№№ 17,89),

2 скважины – на вышележащий альб-сеноманский горизонт (№32, 47н).

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

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

1.1 Местоположение и период эксплуатации

Проектируемый участок эксплуатации пространства недр для утилизации попутно-добываемых вод, промстоков расположен в Кызылкогинском районе Атырауской области. Ближайшим населенным пунктом является поселок и железнодорожная станция Мукур, находящиеся на расстоянии 3км к северо-востоку от месторождения. Районный центр Миялы расположен в 105км севернее месторождения, областной центр г. Атырау – в 230км. (Рис.1.1).

Проектируемый период работы участка эксплуатации пространства недр для утилизации попутно-добываемых вод - 25 лет. Планируемые годы закачки с 2023 по 2048 гг.

Связь с населенными пунктами осуществляется по грунтовым дорогам, а с областным центром по железной дороге и автотрассе А27, соединяющей города Атырау и Актобе.

В 25км от месторождения проходит нефтепровод Атырау – Орск, а непосредственно через месторождение проходит железная дорога Атырау – Октябрьск.

В районе месторождения проходят линии электропередач, проложены нефте и газопроводы.

Проектируемый период эксплуатации участка эксплуатации пространства недр для утилизации попутно-добываемых вод, промстоков – 25 лет. Планируемые годы закачки с 2024 по 2048гг.



Рис.1.1 Обзорная карта

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

В связи повышением обводненности добываемой на месторождении Б. Жоламанов нефти возросли объемы добываемой попутно с нефтью пластовой воды. По мере выработки залежи увеличивается обводненность добываемой нефти. С ростом обводненности количество пластовой воды, извлекаемой из недр, увеличивается.

НГДУ «Кайнармунайгаз» АО «Эмбамунайгаз» прогнозирует накопленный объем утилизируемых вод за 25 лет в объеме 329,5 тыс. м³ со среднесуточным расходом 902,74 м³/сут в первый год эксплуатации полигона с увеличением до 1210 м³/сут на конец 2026 г.

На участках горного отвода №№1 и 2 месторождения Б. Жоламанов НГДУ «Кайнармунайгаз» АО «Эмбамунайгаз» ведет разработку по объектам в юрских и меловых отложениях. На участке №3 разрабатываются залежи в триасе.

После анализа геологической информации рекомендованы для закачки попутно-добываемых и сточных вод водоносные пласты среднеюрских отложений участка №3, расположенные выше по разрезу продуктивных отложений триаса.

Водонасыщенные коллекторы среднеюрских отложений этого участка месторождения имеют продолжение на юг, в мульдовую зону.

Согласно Программе исследовательских работ, разработанной ТОО «КМГ Инжиниринг» «Каспиймунайгаз» в 2021 году проведены полевые работы в III и IV кварталах 2021 г. Для части работ привлекались подрядные организации. Гидродинамические исследования в нагнетательных скважинах выполнила сервисная геофизическая компания ТОО «БатысГеоЗерттеу». Лабораторно-исследовательские работы на совместимость закачиваемых вод с подземными водами среднеюрских водоносных горизонтов проведены в научно-исследовательском лабораторном центре АО «НИПИнефтегаз».

Гидрогеологические исследования, химические анализы воды и камеральные работы по составлению отчета по разведке полигона выполнены ТОО «Атыраугидрогеология» по результатам которой среднеюрский водоносный горизонт определен, в качестве поглощающего пласта-коллектора, согласован с Государственной комиссией по экспертизе недр (прилагается Протокол № 2437-22-А от 16.06.2022г.).

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

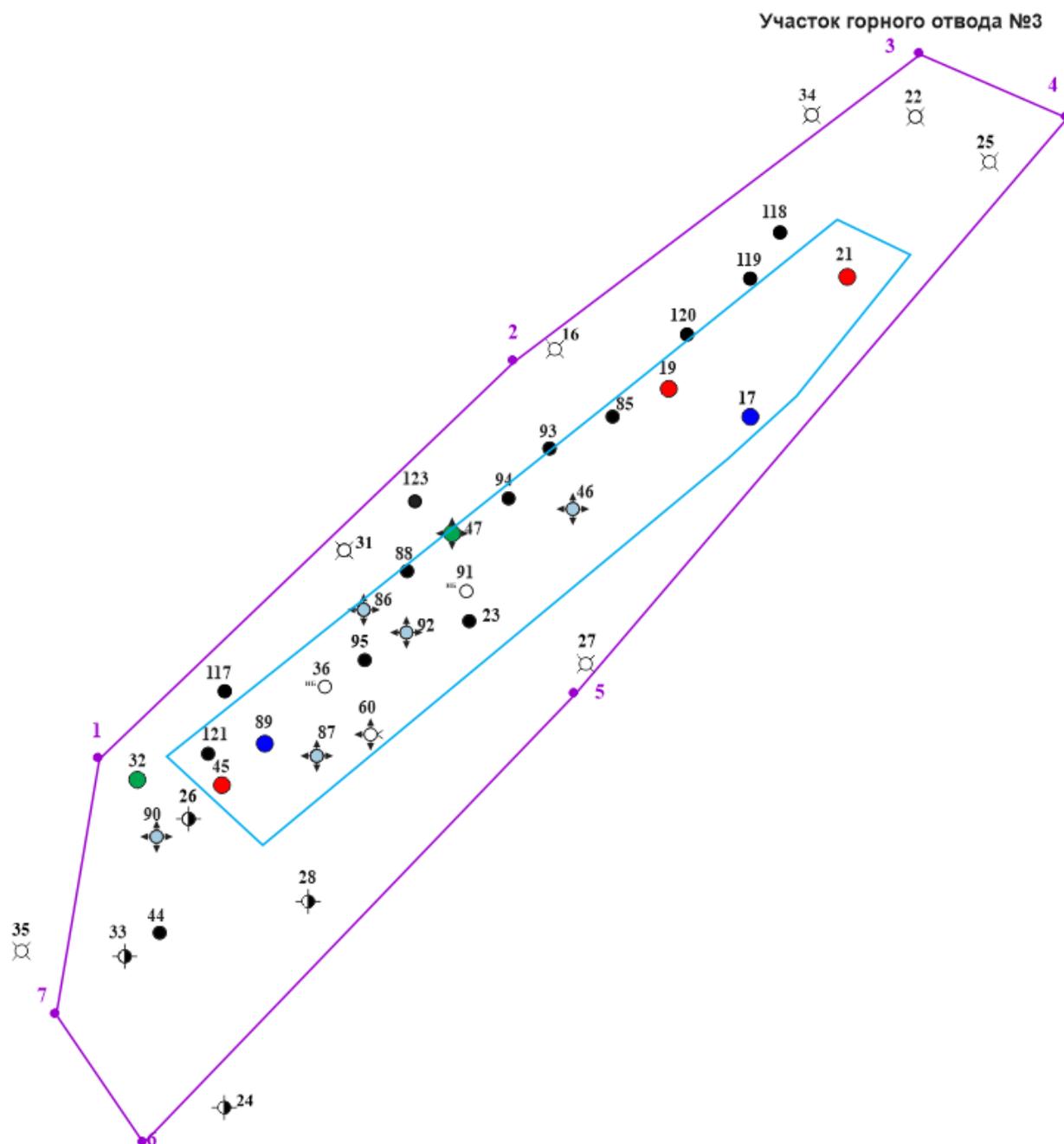


Рис. 1.2 Схема расположения скважин участка закачки

На участке полигона включены 3 поглощающих скважин №№ 19, 21, 45, в настоящее время все 3 поглощающих скважины задействованы. Дополнительно будут введены 3 резервные скважины №№ 23, 36, 91.

Также включены 4 наблюдательные скважины: из них 2 скважины №№ 17, 89 на основной среднеюрский поглощающий горизонт, 2 скважины № 32, 47н – на вышележащий альб-сеноманский горизонт.

На участке полигона закачки для утилизации попутно-добываемых и сточных вод выполнен весь 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 объёмы работ

| Виды работ | Единица измерения | Объёмы работ |
|--|-------------------|--------------|
| | | По проекту |
| 1 | 2 | 3 |
| 1. Капитальный ремонт скважин | скв. | 5 |
| 1.1. Реперфорация нагнетательных скважин | скв. | 3 |
| 1.2. Реперфорация наблюдательных скважин | скв. | 2 |
| 2. Опытные работы | | |
| 2.1. Пробные откачки в нагнетательных скважинах | опыт/бр.см | 3/ 9 |
| 2.2. Пробные откачки в наблюдательных скважинах | « | 2/ 6 |
| 2.3. Пробные закачки в нагнетательных скважинах | « | 3/ 3 |
| 2.4. Опытные ступенчатые нагнетания в нагнетательных скважинах | « | 3/90 |
| 2.5. Восстановление давления в нагнетательных скважинах | опыт/бр.см | 3/3 |
| 3. Геофизические исследования в скважинах | скв. | 5 |
| 4. Отбор проб подземных вод после откачек | | |
| 4.1. на полный химический анализ в наблюдательных и нагнетательных скважинах | проба | 5/5 |
| 4.2. для исследования на совместимость вод в нагнетательных скважинах | проба | 3/3 |
| 4.3. для контрольного анализа в наблюдательной и нагнетательной скважинах | проба | 2/2 |
| 5. Замеры уровней и давлений | | |
| 5.1. Замеры давления в нагнетательных скважинах | Замер/бр.см | 3/3 |
| 5.2. Замеры уровней в наблюдательных скважинах | Замер/бр.см | 2/2 |
| 6. Лабораторные работы всего, в том числе: | | |
| 6.1. Полный химический анализ воды в наблюдательных и нагнетательных скважинах | анализ | 5/5 |
| 6.2. Определение совместимости вод в нагнетательных скважинах | анализ | 3/3 |
| 6.3. Контрольный химический анализ в наблюдательной и нагнетательной скважинах | анализ | 2/2 |
| 7. Камеральные работы к отчету | отчет | 1 |

Типовая конструкция капитально отремонтированных скважин приведена на рисунке 1.3, схема обвязки устья скважин показана на рисунке мостов скважинах указаны в таблице 1.2.2 на графических приложениях.

Схема расположения скважин полигона закачки показана на рисунке 1.2.

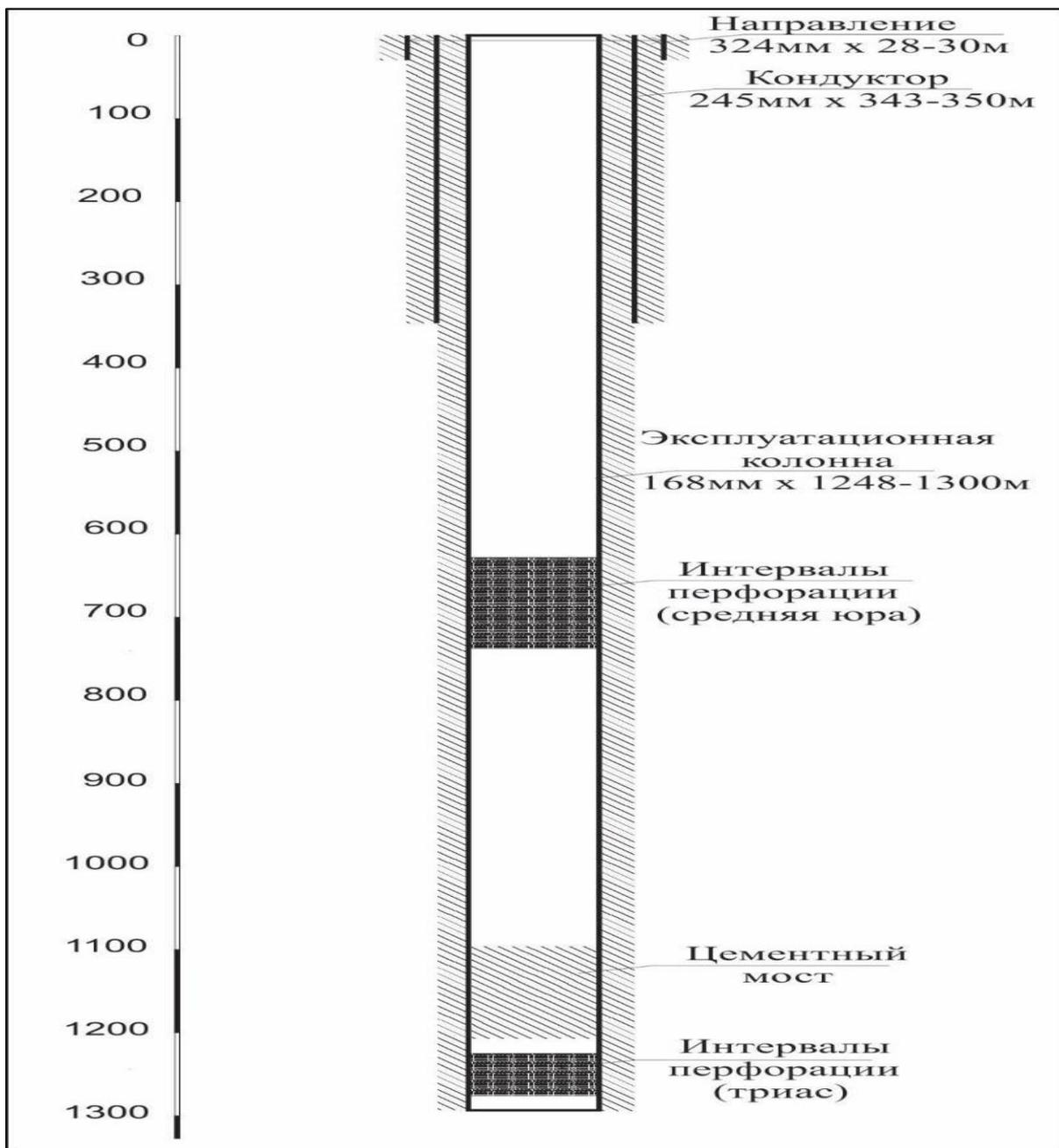


Рис. 1.3 Типовая конструкция капитально отремонтированных скважин

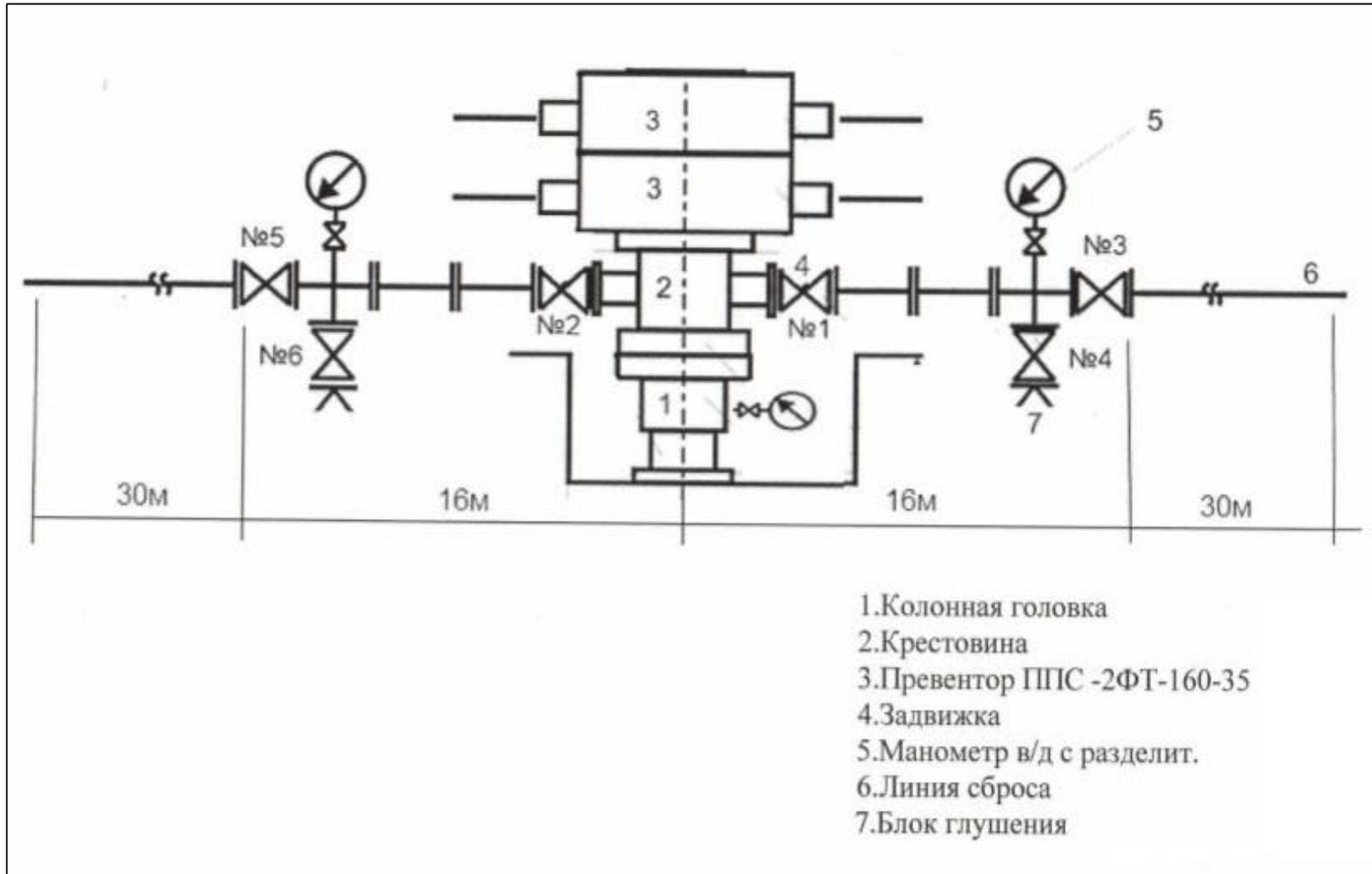


Рис. 1.4 Типовая схема обвязки устья скважин

Таблица 1.2.2 Основные сведения о нагнетательных (поглощающих) и наблюдательных скважинах участка закачки

| №№ п/п | Вид информации | Номера скважин | | | | |
|-----------|---|----------------|-------------------------------------|---------------|---|------------------------------|
| | | нагнетательные | | | наблюдательные | |
| | | 19 | 21 | 45 | 17 | 89 |
| 1 | Дата ввода в эксплуатацию | 21.04.1986 | 21.04.1986 | 30.09.1987 | 30.04.1986 | 24.05.2004 |
| 2 | Статус скважины до ремонта | Нагнетательная | Нагнетательная | В консервации | Нагнетательная в бездействии | Нагнетательная |
| 2 | Текущий забой, м | 831 | 804 | 705 | 774 | 774 |
| 4 | <i>Конструкция скважины</i> | | | | | |
| 5 | Направление, диаметр-длина | | | 324мм x 30м | | |
| 6 | Кондуктор, диаметр-длина | 219мм x 228,5м | 219мм x 277м | 245мм x 450м | 219мм x 893м | 245мм x 600м |
| 7 | Эксплуатационная колонна, диаметр-длина | 146мм x 1303м | 146мм x 1080м | 146мм x 1000м | 146мм x 979м | 168мм x 1000м |
| 8 | Интервал перфорации до ремонта, м | 852-857 | 852-856;894-898; 908-914;917-923 | 919-922 | 902-906; 909-911; 919-924 | 925-930; 937-941; 951-958 |
| 9 | Возраст инт. перфорации | Триас | Триас | Триас | Триас | Триас |
| 10 | Интервал установки цементного моста, м | 831-860 | 804-830 | 705-725 | 774-794 | 780-800 |
| 11 | Интервал перфорации после ремонта, м | 552-568 | 560-578 | 595-608 | 556-558; 560-568; 571-575,5; 581,5- 586,5 | 562-568; 606-611 |
| 12 | Количество отверстий на 1 пог. м. | 14 | 12 | 14 | 14 | 12 |
| 13 | Возраст инт. перфорации | Средняя юра | Средняя юра | Средняя юра | Средняя юра | Средняя юра |

В скважине №47н, наблюдательной на альбсеноманский горизонт, фильтр установлен в интервале 110-120 м.

В скважине №32, наблюдательной на альбсеноманский горизонт фильтр в интервале 131,0-142,0 м, в данный момент установлен на юре в интервалах 735-790м.

1.3 Наблюдательная сеть мониторинга подземных вод и окружающей среды

Схема расположения скважин участка закачки попутно-добываемых и сточных вод Б.Жоламанов приведена на рис.1.2.

На полигоне задействовано две наблюдательные скважины №№ 17, 89 на основной поглощающий юрский горизонт, и две наблюдательные скважины №№ 32, 47н на альб-сеноманский горизонт. В настоящее время скважина №32 перфорирована на юре в интервалах: 735-790м.

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

Сеть наблюдательных скважин приведена ниже:

аблюдательные скважины, проперфорированы на основной эксплуатационный объект среднеюрского возраста №17, 89 с целью наблюдения за изменением пластового давления в поглощающем горизонте;

аблюдательные скважины, оборудованы на альб-сеноманский горизонт №32, 47н (перфорации 131,0-142,0 м и 110-120 м соответственно) с целью установления возможного передавливания и перетока утилизируемых вод вверх по вертикали, наблюдения за изменением пластового давления в вышележащем горизонте.

Таблица 1.3.1 - Рекомендуемый фонд наблюдательных скважин

| №№ п/п | Горизонт наблюдения | Номера скважин | Количество скважин |
|--------|-----------------------------------|----------------|--------------------|
| | K _{1a1} -K _{2s} | 32, 47н | |
| | J ₂ | | |

В рамках протокола №2437-22-А ГКЭН от 16.06.2022 г. недропользователю было рекомендовано:

- Организовать специальную режимную сеть с прослеживанием изменения природной среды;
- До начала эксплуатации полигона дополнительно к наблюдательной скважине №32 на буферный водоносный альб-сеноманский комплекс подготовить одну наблюдательную скважину (на этот же комплекс) с расположением в районе скважин №№17, 89;
- Руководствоваться при организации, строительстве и эксплуатации полигона рекомендациями авторов отчета, а также п.2.8. протокола.
- Вести системный мониторинг за эксплуатацией полигона (режим эксплуатации, техническое состояние нагнетательных скважин, объемы стоков, давление в пласте и на устье, качественный состав стоков и пластовых вод) и мониторинг подземных вод на специальной режимной сети наблюдений;
- МД «Запказнедра» установить контроль в части геологического изучения недр и мониторинговых исследований на полигоне утилизации стоков месторождения Б. Жоламанов АО «Эмбамунайгаз».

2. ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ПОДЗЕМНОГО СООРУЖЕНИЯ

2.1 Характеристика коллектора

Эксплуатационным объектом полигона закачки являются отложения средней юры участка №3 горного отвода (Юго-Восточное крыло). Залегающие ниже по разрезу пласты песчаников триаса являются продуктивными, участок №3 горного отвода выдан для разработки этих пластов.

Среднеюрские отложения изучены по каротажным диаграммам разведочных и эксплуатационных скважин участка №1 горного отвода (Юго-Западное крыло) и участка №2 (Юго-Восточное крыло).

Средняя эффективная мощность среднеюрского водоносного комплекса составляет 84,5 м при общей средней мощности отложений 287,4м.

Юрская толща литологически сложена терригенными породами – глинами, алевролитами, песчаниками континентального, преимущественно аллювиально-озерного генезиса. Тип цемента поровый, сгустковый. Значительная часть пор свободна от цемента, что обуславливает высокие значения пористости и проницаемости пород. Пористость первичная. Степень сортировки высокая.

На участке Юго-Восточного крыла месторождения Б. Жоламанов в периферийной его части кровля среднеюрского резервуара залегает на абсолютных глубинах абс. 321,5 – 388,25 м. Подошва его залегает на глубинах в абс. 636,05 – 693,4 м. Общие толщины резервуара составляют 262 - 347м, в среднем 318 м.

По материалам ГИС скважин №№ 90, 32, 89, 91, 94, 93, 19, 17, 119, 21 на участке полигона закачки кровля водонасыщенных пластов среднеюрских горизонтов залегает на абсолютных отметках 322,9 - 359м. Подошва среднеюрских водоносных коллекторов находится на абсолютных отметках 645,2 – 688м. Эффективные водонасыщенные толщины коллекторов по среднеюрским горизонтам составляют в целом от 40,5 до 139,8 м.

По результатам разведочных работ, проведенных ТОО «Атыраугидрогеология» для составления Проекта эксплуатации и оформления лицензии на использование пространства недр согласованы следующие параметры полигона закачки:

- площадь полигона – 0,8 км² (длина 2км по линии 3х нагнетательных скважин и ширина 0,4 км);
- интервал закачки – 552-681м;
- объем закачки – 943,01 м³/сут (доказанная опытными нагнетаниями приемистость на три скважины составляет 1247 м³/сут; 1210 м³/сут – необходимый объем закачки сточных вод по состоянию на 2026 г).
- глубина исследований – до 850 м (кровля триаса)

Основные расчетные гидрогеологические параметры среднеюрского горизонта апробированы по состоянию изученности на 01.06.2022 г. и приняты протоколом ГКЭН № 2437-22-А от 16.06.2022 г сроком на 25 лет. (таблица 2.2.1).

Таблица 2.2.1 - Основные расчетные гидрогеологические параметры, принятые протоколом ГКЭН РК № 2437-22-А от 16.06.2022 г

| Наименование параметров | Единица измерения | Значения параметров | | |
|--|---------------------|----------------------|----------------------|---------------------|
| | | Пределы | | Среднее |
| | | от | До | |
| Эффективная мощность пласта | м | 42,0 | 139,8 | 82,9 |
| Отперфорированная мощность в нагнетательных скважинах | м | 13,0 | 18,0 | 15,7 |
| Коэффициент фильтрации по результатам пробных откачек | м/сут | 0,026 | 0,092 | 0,052 |
| Коэффициент фильтрации по результатам опытных нагнетаний | м/сут | 1,18 | 3,18 | - |
| Коэффициент пьезопроводности | м ² /сут | 8,19·10 ⁵ | 2,19·10 ⁶ | 2,0·10 ⁵ |
| Открытая пористость по геофизическим данным, д.ед | | | | 0,27 |
| Удельный вес закачиваемой воды | т/м ³ | 1103 | 1115 | 1106,5 |
| Время эксплуатации | сут | | | 9490 |

При выборе расчетных значений приняты следующие соображения:

- Среднее значение эффективной мощности коллектора по скважинам, расположенным в пределах полигона закачки, равна 82,9 м. Так как эта мощность состоит из большого числа изолированных друг от друга глинистыми породами водоносных горизонтов, для расчетов принято среднее значение отперфорированных интервалов нагнетательных скважин;
- Коэффициент фильтрации определялся опытными нагнетаниями и пробными откачками. По опытным нагнетаниям коэффициент фильтрации получился завышенным. Поэтому расчетное значение коэффициента фильтрации принято по результатам пробных откачек;
- Коэффициент пьезопроводности, определенный по опытным нагнетаниям, завышен. Для расчетов принято значение коэффициента пьезопроводности для среднеюрских отложений нефтяного месторождения Б.Жоламанов.
- Удельный вес закачиваемой воды определен при лабораторных исследованиях.

2.2. Оценка изоляции резервуара

Наиболее мощными и региональными водоупорами, создающими основную гидрогеологическую закрытость резервуара, являются две толщи. *Нижней* из них являются соленосные отложения кунгурского яруса, и *верхней* – глинистые образования верхнего мела.

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.

Нижним водоупором для среднеюрских резервуаров являются пропластки среднетриасовых глин пестро-цветные, плотные, алевритистые, местами аргиллитоподобные, слюдистые на двух участках месторождения.

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

Верхним флюидоупором для среднеюрских резервуаров на месторождении Б.Жоламанов являются глины аптского комплекса. Глины тёмно-серые, плотные, с прослойками слабоалевритистого песка. Водоносные горизонты среднеюрских и нижнемеловых отложений в пределах Б.Жоламанов изолированы 45-65 метровой (при среднем значении 55 м) глинистой толщей аптского возраста.

Аптские отложения на территории Прикаспийской впадины сложены преимущественно черными глинами. Строение данных образований не везде одинаково. В центральной и южной частях Южно-Эмбенского района на долю песков и алевритов обычно приходится 15-20%. В отдельных разрезах апта Южно-Эмбенского поднятия (Сарыкум, Дияр и др.) количество песков и алевритов превышает 20 %.

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

Альб-сеноманский комплекс выступает в качестве буферного горизонта. Наличие выше аптского водоупора буферного горизонта, содержащего подземные воды не пригодные для питьевых, бальнеологических и промышленных целей, один из необходимых критериев, используемых при выборе перспективных пластов-коллекторов. Альб-сеноманский водоносный комплекс является именно таковым, поскольку содержит пластовые воды, которые характеризуются высокими значениями минерализации и не пригодны для питьевых целей, с невысокими концентрациями микроэлементов, не используемые в качестве гидроминерального сырья.

Водоносный комплекс альб-сеноманских отложений распространен на описываемой территории повсеместно и приурочен к континентальным верхнеальбским, частично среднего и нижнего альба и морским сеноманским отложениям. Водовмещающими породами являются мелкозернистые пески с

прослоями глин. Эффективная мощность альб-сеноманского горизонта по скважине №32 составляет 18м. Водоносные пески с прослоями песчаников разделены между собой слоем глин мощностью 3-5м. Горизонт слабонапорный, статический уровень установился на глубине 59м от поверхности земли. Дебит скважины 0,5 л/с при понижении 4-16 м.

Перекрывает водоносный комплекс альб-сеноманских отложений терригенно- карбонатная толща верхнего мела, залегающая сверху, и изолирующая его от грунтовых вод четвертичных отложений, а также поверхностных водоемов и водотоков.

На прилегающих к полигону закачки территориях отсутствуют поверхностные водоемы и месторождения подземных вод. Ближайшим поверхностным водотоком является река Сагиз, огибающая на расстоянии более 35 км к северо-востоку, северу и западу полигон закачки на месторождении Б.Жоламанов.

Благоприятным обстоятельством для полигона закачки является:

1. Пьезометрические уровни среднеюрских водоносных горизонтов находятся на 50 и более метров ниже поверхности земли;
2. На участке горного отвода №2, в 1,5-2 км от полигона закачки, в среднеюрских горизонтах происходит добыча нефти. Ежегодно на этом участке добывается более 100 000 тонн жидкости, что снизит прирост пластового давления вдоль тектонических нарушений;
3. Ниже среднеюрского водоносного комплекса залегают водонасыщенные нижнеюрские горизонты с эффективной мощностью до 50 и более метров;
4. Поглощающие горизонты полигона закачки погружаются в расположенную к югу от него мульду. В мульдах мощности горизонтов обычно увеличиваются.

Единственным отрицательным моментом является наличие выхода на поверхность земли юрских отложений севернее полигона закачки, но контакт этих отложений с водопоглощающими горизонтами средней юры происходит по водонепроницаемым разломам.

На основании вышеизложенного среднеюрские водоносные горизонты перспективны в качестве резервуара для захоронения утилизируемых вод по следующим критериям: хорошая изученность территории; наличие изолирующей глинистой покрывки; положительные результаты проведенных опытно-фильтрационных работ в скважинах на территории полигона закачки.

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

Среднеюрские отложения полигона закачки с севера и запада на расстоянии более 2 км ограничены тектоническими нарушениями. К югу и востоку среднеюрские водоносные горизонты погружаются в мульду, протягивающуюся на 25 км с запада на восток и около 20 км в южном направлении. К западу от соляного купола Орысказган данная южная мульда сливается с северной мульдой. Для прогноза распространения стоков в пласте была применена расчетная схема для неограниченного в плане пласта.

Прогнозные расчеты позволили определить пространственные границы участка недр Б. Жоламанов для закачки попутно-добываемых вод и спрогнозировать два основных показателя: увеличение пластового давления вследствие закачки стоков и распространения (растекания) захороняемых попутных вод в недрах.

Доказанная суммарная приемистость 3-х нагнетательных скважин составила 1247,8 м³/сут при потребности 1210 м³/сут (по прогнозу на 2026г) и на конец срока эксплуатации.

При существующей перфорации по 3-м скважинам месторождения из таблицы 2.2.1 среднее значение мощности пласта составляет 15,7 м. Проектом эксплуатации были рекомендованы дополнительные интервалы перфорации для снижения пластовых давлений при закачке попутно-добываемых вод в поглощающие пласты (таб 2.3.1).

Таблица 2.3.1 – Рекомендуемые интервалы дополнительной перфорации в нагнетательных скважинах

| Скважина 19 | | | Скважина 20 | | | Скважина 45 | | |
|---|----------------|-------------|---------------|----------------|-------------|---------------|----------------|-------------|
| Кровля , м | Подошва , м | Н, м | Кровля , м | Подошва , м | Н, м | Кровля , м | Подошва , м | Н, м |
| 583,8 | 589,4 | 5,6 | 596 | 613,7 | 17,7 | 616,7 | 620,4 | 3,7 |
| 601 | 608 | 7 | 646 | 652,7 | 6,7 | 634,1 | 637,8 | 3,7 |
| 647,1 | 652 | 4,9 | 670,5 | 674,8 | 4,3 | 653,8 | 655,4 | 1,6 |
| 691,9 | 694,1 | 2,2 | | | | 656,9 | 662,1 | 5,2 |
| 695,7 | 698,1 | 2,4 | | | | 670,2 | 673,5 | 3,3 |
| 711,7 | 716,4 | 4,7 | | | | 674,4 | 675,9 | 1,5 |
| | | | | | | 677,8 | 680,6 | 2,8 |
| Итого дополнительная перфорация: | | 26,8 | | | 28,7 | | | 21,8 |
| Существующая перфорация: | | 16 | | | 18 | | | 13 |
| Всего: | | 42,8 | | | 46,7 | | | 34,8 |

При перфорации указанных интервалов средняя эффективная мощность нагнетательных скважин увеличится и составит 41,4 м.

Для расчета увеличения пластового давления в центре нагнетательного узла применена формула для неограниченного в плане пласта из методического руководства.

=

где: ΔP – изменение давления, кг/м²;
 Q – объем закачиваемой воды, м³/сут;
 k – коэффициент фильтрации пласта, м/сут;
 m – эффективная мощность пласта, м;
 a – пьезопроводность пласта, м²/сут;
 t – продолжительность закачки, сут;
 R_0 – радиус «большого колодца», м;
 γ – плотность закачиваемой воды, кг/м³.

R_0 определяется по формуле:

$$R_0 = 0,2 * L \quad (2.2)$$

где L – длина линейного ряда скважин, м.

$$R_0 = 0,2 * (505 + 1435) = 388 \text{ м}$$

В таблице 2.3.2 приведены прогнозные пластовые давления в центре нагнетательного узла при эффективной мощности 15,7 м и 41,4 м.

При существующей эффективной мощности 15,7 м прирост давления в центре нагнетательного узла к завершающей стадии эксплуатации полигона составит 145,90 кг/см² или 14,31 МПа. Для водоносных горизонтов с кровлей на глубинах 550-560 м это достаточно высокие значения в связи с чем были рекомендованы дополнительные интервалы перфорации. При доп. перфорировании прирост давления в центре нагнетательного узла составит к концу срока эксплуатации 55,33 кг/см² или 5,43 МПа.

1

2

Таблица 2.3.2 – Расчет прогнозных пластовых давлений в центре нагнетательного узла при существующей и рекомендуемой перфорации пласта за период проведения закачки.

*

*

| №№ | Годы | Средний сут. объем стоков Q , м ³ /сут | Годовой объем стоков Q , м ³ | Суток в году | Время от начала закачки T , сут | Расчетное давление при сущ.перфорации (м 15,7м) $\Delta P = \left(\frac{Q}{4 \cdot \pi \cdot k \cdot m} \ln \frac{612 \cdot a \cdot t}{R_0^2} \right) \cdot \gamma$ | | | Расчетное давление при доп.перфорации (м 41,4м) $\Delta P = \left(\frac{Q}{4 \cdot \pi \cdot k \cdot m} \ln \frac{612 \cdot a \cdot t}{R_0^2} \right) \cdot \gamma$ | | |
|----|------|--|--|--------------|--------------------------------------|--|--------------------|-------|--|--------------------|------|
| | | | | | | кг/м ² | кг/см ² | Мпа | кг/м ² | кг/см ² | Мпа |
| | 2022 | | 0 | 0 | 0 | | 0,00 | 0,00 | | 0,00 | 0,00 |
| | 2023 | | 0 | 0 | 0 | | 0,00 | 0,00 | | 0,00 | 0,00 |
| 1 | 2024 | 924,06 | 338 207 | 366 | 366 | 797545,8615 | 79,75 | 7,82 | 302450,9668 | 30,25 | 2,97 |
| 2 | 2025 | 977,64 | 356 840 | 365 | 731 | 916771,4936 | 91,68 | 8,99 | 347664,5519 | 34,77 | 3,41 |
| 3 | 2026 | 1174,88 | 428 832 | 365 | 1 096 | 1153076,256 | 115,31 | 11,31 | 437277,7104 | 43,73 | 4,29 |
| 4 | 2027 | 1210,00 | 441 650 | 365 | 1 461 | 1225075,2 | 122,51 | 12,01 | 464581,6579 | 46,46 | 4,56 |
| 5 | 2028 | 1210,00 | 442 860 | 366 | 1 827 | 1254264,715 | 125,43 | 12,30 | 475651,1117 | 47,57 | 4,66 |
| 6 | 2029 | 1210,00 | 441 650 | 365 | 2 192 | 1278046,657 | 127,80 | 12,53 | 484669,8675 | 48,47 | 4,75 |
| 7 | 2030 | 1210,00 | 441 650 | 365 | 2 557 | 1298157,126 | 129,82 | 12,73 | 492296,3014 | 49,23 | 4,83 |
| 8 | 2031 | 1210,00 | 441 650 | 365 | 2 922 | 1315579,583 | 131,56 | 12,90 | 498903,3685 | 49,89 | 4,89 |
| 9 | 2032 | 1210,00 | 442 860 | 366 | 3 288 | 1330988,328 | 133,10 | 13,05 | 504746,7812 | 50,47 | 4,95 |
| 10 | 2033 | 1210,00 | 441 650 | 365 | 3 653 | 1344733,36 | 134,47 | 13,19 | 509959,2693 | 51,00 | 5,00 |
| 11 | 2034 | 1210,00 | 441 650 | 365 | 4 018 | 1357168,283 | 135,72 | 13,31 | 514674,9286 | 51,47 | 5,05 |
| 12 | 2035 | 1210,00 | 441 650 | 365 | 4 383 | 1368521,254 | 136,85 | 13,42 | 518980,2822 | 51,90 | 5,09 |
| 13 | 2036 | 1210,00 | 442 860 | 366 | 4 749 | 1378993,07 | 137,90 | 13,52 | 522951,4784 | 52,30 | 5,13 |
| 14 | 2037 | 1210,00 | 441 650 | 365 | 5 114 | 1388661,509 | 138,87 | 13,62 | 526618,012 | 52,66 | 5,16 |
| 15 | 2038 | 1210,00 | 441 650 | 365 | 5 479 | 1397663,115 | 139,77 | 13,71 | 530031,6645 | 53,00 | 5,20 |
| 16 | 2039 | 1210,00 | 441 650 | 365 | 5 844 | 1406083,967 | 140,61 | 13,79 | 533225,0792 | 53,32 | 5,23 |
| 17 | 2040 | 1210,00 | 442 860 | 366 | 6 210 | 1414015,508 | 141,40 | 13,87 | 536232,934 | 53,62 | 5,26 |
| 18 | 2041 | 1210,00 | 441 650 | 365 | 6 575 | 1421472,854 | 142,15 | 13,94 | 539060,9615 | 53,91 | 5,29 |
| 19 | 2042 | 1210,00 | 441 650 | 365 | 6 940 | 1428527,197 | 142,85 | 14,01 | 541736,1593 | 54,17 | 5,31 |
| 20 | 2043 | 1210,00 | 441 650 | 365 | 7 305 | 1435219,87 | 143,52 | 14,07 | 544274,2021 | 54,43 | 5,34 |
| 21 | 2044 | 1210,00 | 442 860 | 366 | 7 671 | 1441603,18 | 144,16 | 14,14 | 546694,9257 | 54,67 | 5,36 |
| 22 | 2045 | 1210,00 | 441 650 | 365 | 8 036 | 1447672,666 | 144,77 | 14,20 | 548996,6392 | 54,90 | 5,38 |
| 23 | 2046 | 1210,00 | 441 650 | 365 | 8 401 | 1453472,504 | 145,35 | 14,25 | 551196,0947 | 55,12 | 5,41 |
| 24 | 2047 | 1210,00 | 441 650 | 365 | 8 766 | 1459025,637 | 145,90 | 14,31 | 553301,9929 | 55,33 | 5,43 |

Для расчета увеличения пластового давления на границе растекания от центра нагнетательного узла применена формула из методического руководства.

$$\Delta P = \left(\frac{Q}{4 \cdot \pi \cdot k \cdot m} \ln \frac{2,25 \cdot a \cdot t}{r^2} \right) * \gamma \quad (2.3)$$

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

Расчеты выполнены относительно центра «большого колодца», от центра системы скважин (центра большого колодца) до наибольшего значения удаленных границ растекания, равного – 1500м при эффективных мощностях пласта 15,7м и 41,4м пластовые давления в завершающей стадии составят 9,56 и 3,63 МПа соответственно. В таблице 2.3.3 приведены расчеты пластовых давлений на расстоянии r от центра нагнетательного узла.

Таблица 2.3.3 – Расчет пластовых давлений на расстоянии r от центра нагнетательного узла

| №№ п/п | Годы | Средний сут. объем стоков Q , м ³ /сут | Годовой объем стоков Q , м ³ | Сутки в году | Время от начала закачки T , сут | Расчетное давление при сущ.перфорации (m 15,7м) | | | Расчетное давление при доп.перфорации (m 41,4м) | | |
|-----------|------|---|---|--------------|-----------------------------------|---|--------------------|------|---|--------------------|------|
| | | | | | | кг/м ² | кг/см ² | Мпа | кг/м ² | кг/см ² | Мпа |
| | 2022 | | 0 | 0 | 0 | | 0,00 | 0,00 | | 0,00 | 0,00 |
| | 2023 | | 0 | 0 | 0 | | 0,00 | 0,00 | | 0,00 | 0,00 |
| 1 | 2024 | 924,06 | 338 207 | 366 | 366 | 428095,7803 | 42,81 | 4,20 | 162345,5012 | 16,23 | 1,59 |
| 2 | 2025 | 977,64 | 356 840 | 365 | 731 | 525899,1651 | 52,59 | 5,16 | 199435,1906 | 19,94 | 1,96 |
| 3 | 2026 | 1174,88 | 428 832 | 365 | 1 096 | 683345,9496 | 68,33 | 6,70 | 259143,2708 | 25,91 | 2,54 |
| 4 | 2027 | 1210,00 | 441 650 | 365 | 1 461 | 741304,4234 | 74,13 | 7,27 | 281122,692 | 28,11 | 2,76 |
| 5 | 2028 | 1210,00 | 442 860 | 366 | 1 827 | 770493,9384 | 77,05 | 7,56 | 292192,1457 | 29,22 | 2,87 |
| 6 | 2029 | 1210,00 | 441 650 | 365 | 2 192 | 794275,8806 | 79,43 | 7,79 | 301210,9016 | 30,12 | 2,95 |
| 7 | 2030 | 1210,00 | 441 650 | 365 | 2 557 | 814386,3494 | 81,44 | 7,99 | 308837,3354 | 30,88 | 3,03 |
| 8 | 2031 | 1210,00 | 441 650 | 365 | 2 922 | 831808,8068 | 83,18 | 8,16 | 315444,4026 | 31,54 | 3,09 |
| 9 | 2032 | 1210,00 | 442 860 | 366 | 3 288 | 847217,5511 | 84,72 | 8,31 | 321287,8153 | 32,13 | 3,15 |
| 10 | 2033 | 1210,00 | 441 650 | 365 | 3 653 | 860962,5834 | 86,10 | 8,44 | 326500,3034 | 32,65 | 3,20 |
| 11 | 2034 | 1210,00 | 441 650 | 365 | 4 018 | 873397,5065 | 87,34 | 8,57 | 331215,9626 | 33,12 | 3,25 |
| 12 | 2035 | 1210,00 | 441 650 | 365 | 4 383 | 884750,4773 | 88,48 | 8,68 | 335521,3163 | 33,55 | 3,29 |
| 13 | 2036 | 1210,00 | 442 860 | 366 | 4 749 | 895222,294 | 89,52 | 8,78 | 339492,5125 | 33,95 | 3,33 |
| 14 | 2037 | 1210,00 | 441 650 | 365 | 5 114 | 904890,7329 | 90,49 | 8,87 | 343159,046 | 34,32 | 3,37 |
| 15 | 2038 | 1210,00 | 441 650 | 365 | 5 479 | 913892,3389 | 91,39 | 8,96 | 346572,6986 | 34,66 | 3,40 |
| 16 | 2039 | 1210,00 | 441 650 | 365 | 5 844 | 922313,1903 | 92,23 | 9,04 | 349766,1132 | 34,98 | 3,43 |
| 17 | 2040 | 1210,00 | 442 860 | 366 | 6 210 | 930244,7311 | 93,02 | 9,12 | 352773,9681 | 35,28 | 3,46 |
| 18 | 2041 | 1210,00 | 441 650 | 365 | 6 575 | 937702,0774 | 93,77 | 9,20 | 355601,9956 | 35,56 | 3,49 |
| 19 | 2042 | 1210,00 | 441 650 | 365 | 6 940 | 944756,4207 | 94,48 | 9,27 | 358277,1933 | 35,83 | 3,51 |
| 20 | 2043 | 1210,00 | 441 650 | 365 | 7 305 | 951449,094 | 95,14 | 9,33 | 360815,2361 | 36,08 | 3,54 |
| 21 | 2044 | 1210,00 | 442 860 | 366 | 7 671 | 957832,4033 | 95,78 | 9,39 | 363235,9597 | 36,32 | 3,56 |
| 22 | 2045 | 1210,00 | 441 650 | 365 | 8 036 | 963901,89 | 96,39 | 9,45 | 365537,6733 | 36,55 | 3,58 |
| 23 | 2046 | 1210,00 | 441 650 | 365 | 8 401 | 969701,7279 | 96,97 | 9,51 | 367737,1287 | 36,77 | 3,61 |
| 24 | 2047 | 1210,00 | 441 650 | 365 | 8 766 | 975254,8608 | 97,53 | 9,56 | 369843,0269 | 36,98 | 3,63 |

Увеличение давления на границе растекания утилизируемых вод в 1500 м от центра нагнетательного узла к 2047 г при эффективной мощности пласта 41,4м составит 36,98 кг/см² или 3,63 Мпа, при существующей эффективной мощности пласта 15,7м составит 97,53 г/см² или 9,56 МПа.

Расчет границы контура продвижения сточных вод выполнен по формуле, рекомендуемой методическим руководством.

$$R = \sqrt{\frac{Q \cdot T}{\pi \cdot m \cdot n \cdot k_e}} \quad (2.4)$$

- где: R – радиус контура распространения закачиваемой воды, м.
 Q – объем закачиваемой воды, м³/сут.
 T – время движения воды от нагнетательной скважины
 m – эффективная мощность поглощающего горизонта, м.

n – коэффициент пористости поглощающего горизонта, доли единицы.

k_v – коэффициент вытеснения пластовой воды $\approx 0,7$.

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.

В таблицах 2.3.4, 2.3.5 приведены расчеты контуров растекания по годам.

Контур растекания по формуле 2.4 в проекте подсчитаны отдельно для нагнетательной скважины 45 и пары скважин 19 и 21 с учетом существующих и дополнительных интервалов перфорации. При прогнозных дебитах закачки для каждой скважины от 377 (скв 45) до 811 м³/сут (пара скв 19, 21 по 400 м³/сут) при эффективной мощности пласта 15,7 м контуры растекания R составят 1006 м и 1476,8 м соответственно (рис.2.1).

При эффективной мощности 41,4 м прогнозные контуры растекания R для нагнетательной скважины 45 и пары скважин 19 и 21 составят 620 и 909 м соответственно.

Таблица 2.3.4 – Расчет радиуса растекания закачиваемых вод в скважину №45 при существующей и рекомендуемой перфорации пласта за период проведения закачки

| №№ п/п | Годы | Средний сут. объем стоков Q, м ³ /сут | Годовой объем стоков Q, м ³ | Суток в году | Время от начала закачки T, сут | T за период закачки, годы | T за период закачки, сут | Радиус растекания закач. вод, m 15,7м | Радиус растекания закач. вод, m 41,4м |
|-----------|-----------|--|---|--------------|-----------------------------------|------------------------------|-----------------------------|--|--|
| | | | | | | | | $R = \sqrt{\frac{Q \cdot T}{\pi \cdot m \cdot n \cdot k_e}}$ | $R = \sqrt{\frac{Q \cdot T}{\pi \cdot m \cdot n \cdot k_e}}$ |
| | | | | | | | | м | м |
| | 2022-2047 | 303,01 | | 365 | 365 | 25 | 9 490 | 939,04 | 578,27 |
| 1 | 2024 | 285,75 | 104 584 | 366 | 366 | 1 | 366 | 179,08 | 110,28 |
| 2 | 2025 | 303,00 | 110 595 | 365 | 731 | 2 | 731 | 260,62 | 160,49 |
| 3 | 2026 | 376,73 | 137 505 | 365 | 1 096 | 3 | 1 096 | 355,83 | 219,12 |
| 4 | 2027 | 376,73 | 137 505 | 365 | 1 461 | 4 | 1 461 | 410,83 | 252,99 |
| 5 | 2028 | 376,73 | 137 883 | 366 | 1 827 | 5 | 1 827 | 459,41 | 282,91 |
| 6 | 2029 | 376,73 | 137 505 | 365 | 2 192 | 6 | 2 192 | 503,21 | 309,89 |
| 7 | 2030 | 376,73 | 137 505 | 365 | 2 557 | 7 | 2 557 | 543,50 | 334,69 |
| 8 | 2031 | 376,73 | 137 505 | 365 | 2 922 | 8 | 2 922 | 581,00 | 357,79 |
| 9 | 2032 | 376,73 | 137 883 | 366 | 3 288 | 9 | 3 288 | 616,31 | 379,53 |
| 10 | 2033 | 376,73 | 137 505 | 365 | 3 653 | 10 | 3 653 | 649,62 | 400,04 |
| 11 | 2034 | 376,73 | 137 505 | 365 | 4 018 | 11 | 4 018 | 681,30 | 419,55 |
| 12 | 2035 | 376,73 | 137 505 | 365 | 4 383 | 12 | 4 383 | 711,57 | 438,20 |
| 13 | 2036 | 376,73 | 137 883 | 366 | 4 749 | 13 | 4 749 | 740,69 | 456,13 |
| 14 | 2037 | 376,73 | 137 505 | 365 | 5 114 | 14 | 5 114 | 768,62 | 473,33 |
| 15 | 2038 | 376,73 | 137 505 | 365 | 5 479 | 15 | 5 479 | 795,58 | 489,93 |
| 16 | 2039 | 376,73 | 137 505 | 365 | 5 844 | 16 | 5 844 | 821,65 | 505,99 |
| 17 | 2040 | 376,73 | 137 883 | 366 | 6 210 | 17 | 6 210 | 847,00 | 521,59 |
| 18 | 2041 | 376,73 | 137 505 | 365 | 6 575 | 18 | 6 575 | 871,53 | 536,70 |
| 19 | 2042 | 376,73 | 137 505 | 365 | 6 940 | 19 | 6 940 | 895,39 | 551,39 |
| 20 | 2043 | 376,73 | 137 505 | 365 | 7 305 | 20 | 7 305 | 918,64 | 565,71 |
| 21 | 2044 | 376,73 | 137 883 | 366 | 7 671 | 21 | 7 671 | 941,37 | 579,71 |
| 22 | 2045 | 376,73 | 137 505 | 365 | 8 036 | 22 | 8 036 | 963,50 | 593,34 |
| 23 | 2046 | 376,73 | 137 505 | 365 | 8 401 | 23 | 8 401 | 985,14 | 606,66 |
| 24 | 2047 | 376,73 | 137 505 | 365 | 8 766 | 24 | 8 766 | 1006,32 | 619,70 |

Таблица 2.3.5 – Расчет радиуса растекания закачиваемых вод в скважины №19, 21 при существующей и рекомендуемой перфорации пласта за период проведения закачки

| №№ | Годы | Средний сут. объем стоков Q, м ³ /сут | Годовой объем стоков Q, м ³ | Сутки в году | Время от начала закачки T, сут | T за период закачки, годы | T за период закачки, сут | Радиус растекания закач. вод, м 15,7м | Радиус растекания закач. вод, м 41,4м |
|-----|-----------|--|--|--------------|--------------------------------|---------------------------|--------------------------|--|--|
| | | | | | | | | $R = \sqrt{\frac{Q \cdot T}{\pi \cdot m \cdot n \cdot k_s}}$ | $R = \sqrt{\frac{Q \cdot T}{\pi \cdot m \cdot n \cdot k_s}}$ |
| п/п | | | | | | | | м | м |
| | 2022-2047 | 606,02 | | 365 | 365 | 25 | 9 490 | 1328,00 | 817,80 |
| 1 | 2024 | 638,32 | 233 623 | 366 | 366 | 1 | 366 | 267,66 | 164,83 |
| 2 | 2025 | 786,90 | 287 219 | 365 | 731 | 2 | 731 | 419,99 | 258,64 |
| 3 | 2026 | 811,33 | 296 137 | 365 | 1 096 | 3 | 1 096 | 522,19 | 321,57 |
| 4 | 2027 | 811,33 | 296 137 | 365 | 1 461 | 4 | 1 461 | 602,90 | 371,27 |
| 5 | 2028 | 811,33 | 296 947 | 366 | 1 827 | 5 | 1 827 | 674,20 | 415,18 |
| 6 | 2029 | 811,33 | 296 137 | 365 | 2 192 | 6 | 2 192 | 738,48 | 454,77 |
| 7 | 2030 | 811,33 | 296 137 | 365 | 2 557 | 7 | 2 557 | 797,60 | 491,17 |
| 8 | 2031 | 811,33 | 296 137 | 365 | 2 922 | 8 | 2 922 | 852,63 | 525,06 |
| 9 | 2032 | 811,33 | 296 947 | 366 | 3 288 | 9 | 3 288 | 904,45 | 556,97 |
| 10 | 2033 | 811,33 | 296 137 | 365 | 3 653 | 10 | 3 653 | 953,33 | 587,08 |
| 11 | 2034 | 811,33 | 296 137 | 365 | 4 018 | 11 | 4 018 | 999,83 | 615,71 |
| 12 | 2035 | 811,33 | 296 137 | 365 | 4 383 | 12 | 4 383 | 1044,25 | 643,07 |
| 13 | 2036 | 811,33 | 296 947 | 366 | 4 749 | 13 | 4 749 | 1086,98 | 669,38 |
| 14 | 2037 | 811,33 | 296 137 | 365 | 5 114 | 14 | 5 114 | 1127,98 | 694,62 |
| 15 | 2038 | 811,33 | 296 137 | 365 | 5 479 | 15 | 5 479 | 1167,54 | 718,99 |
| 16 | 2039 | 811,33 | 296 137 | 365 | 5 844 | 16 | 5 844 | 1205,80 | 742,55 |
| 17 | 2040 | 811,33 | 296 947 | 366 | 6 210 | 17 | 6 210 | 1242,98 | 765,45 |
| 18 | 2041 | 811,33 | 296 137 | 365 | 6 575 | 18 | 6 575 | 1278,99 | 787,62 |
| 19 | 2042 | 811,33 | 296 137 | 365 | 6 940 | 19 | 6 940 | 1314,01 | 809,19 |
| 20 | 2043 | 811,33 | 296 137 | 365 | 7 305 | 20 | 7 305 | 1348,13 | 830,19 |
| 21 | 2044 | 811,33 | 296 947 | 366 | 7 671 | 21 | 7 671 | 1381,48 | 850,74 |
| 22 | 2045 | 811,33 | 296 137 | 365 | 8 036 | 22 | 8 036 | 1413,97 | 870,74 |
| 23 | 2046 | 811,33 | 296 137 | 365 | 8 401 | 23 | 8 401 | 1445,73 | 890,30 |
| 24 | 2047 | 811,33 | 296 137 | 365 | 8 766 | 24 | 8 766 | 1476,80 | 909,43 |

Границы территории участка недр площадью 0,17 кв.км, обозначены угловыми точками с №1 по №5.

Таблица 2.3.6 - Географические координаты угловых точек к участку закачки попутно-добываемых вод, промстоков Б. Жоламанов

| Угловые точки, № | Координаты угловых точек | | | | | |
|------------------------------|--------------------------|------|-------|-------------------|------|-------|
| | Северная широта | | | Восточная долгота | | |
| | гр. | мин. | сек. | гр. | мин. | сек. |
| 1 | 48 | 00 | 29,29 | 54 | 27 | 20,43 |
| 2 | 48 | 43 | 38,57 | 54 | 27 | 40,52 |
| 3 | 48 | 40 | 27,37 | 54 | 27 | 30,04 |
| 4 | 47 | 59 | 57,07 | 54 | 26 | 30,82 |
| 5 | 48 | 00 | 00,53 | 54 | 26 | 35,52 |
| Площадь - 0,17 кв. км | | | | | | |

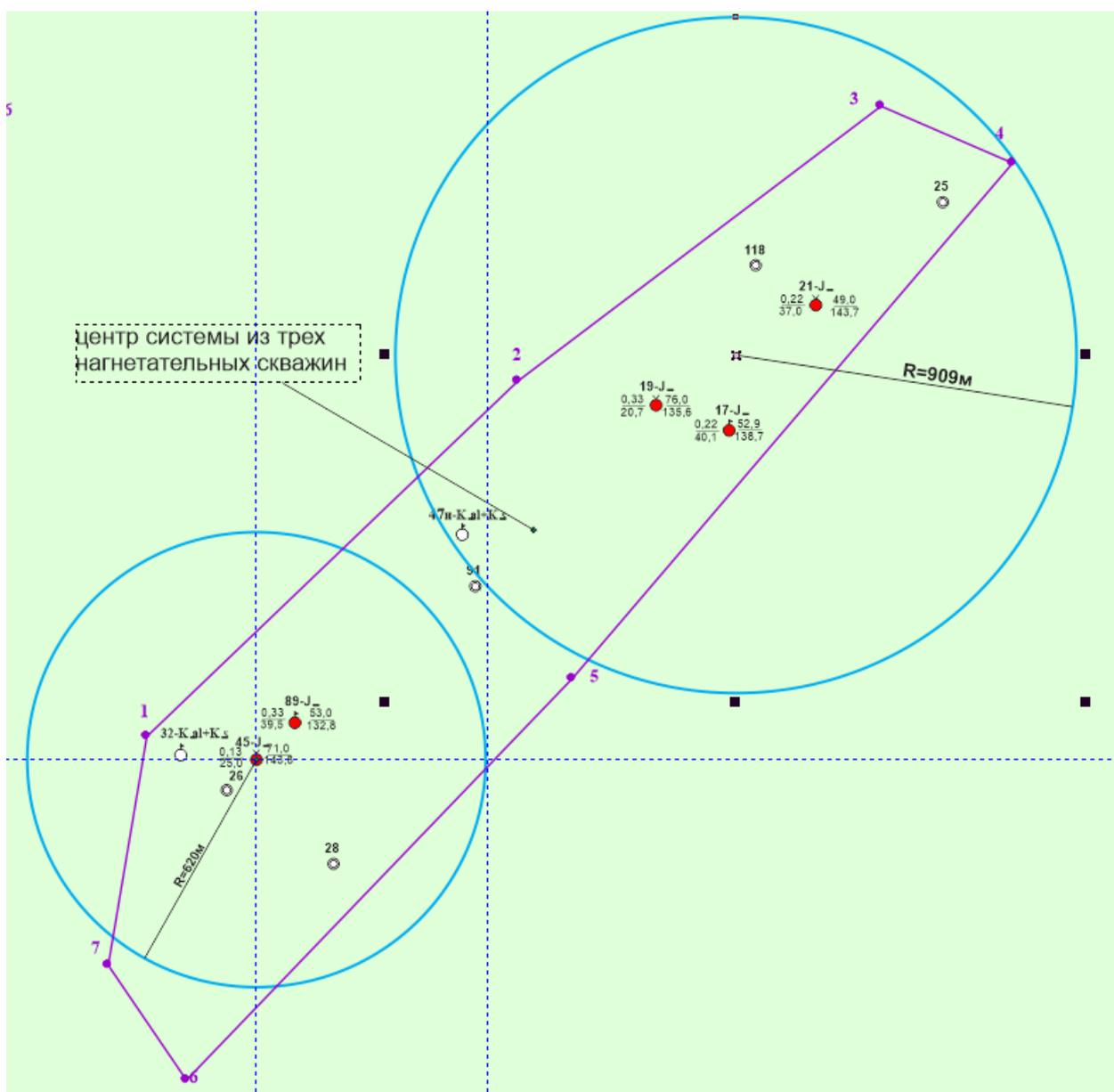


Рис. 2.1 - Схема контуров растекания закачиваемых вод при дополнительной перфорации нагнетательных скважин полигона

Согласно п.3 Протокола Государственной комиссии по экспертизе недр от 16 июня 2022 года №2437-22-А параметры участка недр полигона закачки:
 Интервал закачки – не более 552-681 м;
 Объем закачки – первоначально 943,01 м³/сутки (доказанная опытными нагнетаниями приемистость на три скважины составляет 1247 м³/сут; 1210 м³/сут – необходимый объем закачки сточных вод по состоянию на 2026 г);
 Глубина исследований – до 850 м (кровля триаса)
 Срок эксплуатации – 25 лет.

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 нефтяного месторождения Б.Жоламанов. При его разработке, попутно с добываемой нефтью, извлекаются пластовые воды и образуются технологические сточные воды, количество которых возрастает по мере увеличения времени эксплуатации добывающих скважин. Прогнозируемые ежегодные объемы закачиваемых вод с 338200 м³ в первый год эксплуатации увеличатся до 441650 м³ в 2047 г.

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

Учитывая экономические и экологические составляющие проблемы утилизации попутно-добываемых вод, было принято решение проводить их захоронение в глубоких водоносных горизонтах. С этой целью АО «Эмбаунайгаз» провел соответствующие исследования и выбрал место для захоронения попутных вод, промстоков – в вышележающие среднеюрские пласты нефтяного месторождения Б.Жоламанов.

Эффективная утилизация попутно-добываемых вод 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 полигона закачки Б. Жоламанов отбирались пробы воды на определение их физических свойств и химического состава. Для изучения пластовых вод полигона закачки отобрано 5 проб воды из скважин после проведения пробных откачек. Пробы воды анализировались в химической лаборатории ТОО «Атыраугидрогеология». Результаты анализов представлены в таблице 4.1.1.

Пластовые воды *среднеюрских водоносных горизонтов* в пределах полигона закачки относятся к слабым рассолам с общей минерализацией от 136 до 146 г/л. В водах преобладают ионы хлора и натрия с незначительным содержанием остальных основных компонентов. По рН, изменяющемуся от 5,3 до 6,8 воды слабокислые. Общая жесткость более 224,8 мг-экв/л. По классификации Сулина В.А. воды хлоридно-кальциевого типа.

Содержание микрокомпонентов в пластовых водах юрских отложений в непромышленных кондициях и в среднем составляет: йода – 42 мг/дм³, брома – 86,2 мг/дм³. Стронция содержится до 108,7 мг/л, бария до 10,4 мг/л.

При изучении на совместимость пластовых и попутно-добываемых вод проводились анализы пластовых вод в научно-исследовательском лабораторном центре АО «Научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа», аккредитованной на соответствие требованиям ГОСТ ISO/IEC 17025-2019 в Государственной системе Технического Регулирования и метрологии РК, аттестат аккредитации № KZ.T.13.1064 от 12 октября 2020г. Выполненные в лабораторном центре «Научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа» анализы (Табл. 4.1.1) можно отнести к контрольным. Анализы пластовых вод полигона закачки совпадают с соответствующими анализами лаборатории ТОО «Атыраугидрогеология».

В процессе эксплуатации полигона закачки Б. Жоламанов также отбирались и анализировались пробы воды на определение их физических свойств и химического состава в лаборатории АФ ТОО «КМГ инжиниринг». Результаты анализов представлены в таблице 4.1.1.

Таблица 4.1.1 - Химический состав и физические свойства среднеюрских вод месторождения Б.Жоламанов

| №п/п | №сква | назначение скв | Дата отбора | Интервал перфорации, м | Горизонт | Плотность при 20°С, г/см ³ | РН | Содержание ионов, мг/дм ³ , мг-экв/дм ³ , %экв | | | | | | Общая минерализация, мг/дм ³ | Общая минерализация, г/дм ³ | Общая жесткость, мг-экв./дм ³ | Коэффициенты метаморфизации | | | | Тип воды по Сулину | Микрокомпоненты, мг/дм ³ | | | | H ₂ S, мг/дм ³ | Мехпримеси, мг/дм ³ | Нефтепродукты, мг/дм ³ | Раств.кислород, мг/дм ³ | Фенолы, мг/дм ³ | Кинематич. вязкость при 20°С, мм ² /сек | Организация исполнитель | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|-------|----------------|-------------|------------------------|----------|---------------------------------------|------|--|--------------------|----------------|------------------|------------------|----------------------------------|---|--|--|--------------------------------------|--|---|--|--------------------|-------------------------------------|------------------|----------------|-----------------|--------------------------------------|--------------------------------|-----------------------------------|------------------------------------|----------------------------|--|--------------------------------|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|
| | | | | | | | | HCO ₃ - | SO ₄ -2 | Cl- | Ca ²⁺ | Mg ²⁺ | Na ⁺ + K ⁺ | | | | rNa ⁺ rCl ⁻ | rCa ²⁺ rMg ²⁺ | rCl ⁻ - rNa ⁺ rMg ²⁺ | rSO ₄ ²⁻ rSO ₄ ²⁻ rCl ⁻ | | Fe ²⁺ | Fe ³⁺ | J ⁻ | Br ⁻ | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 | 26 | 27 | 28 | 29 | 30 | 31 | 32 | 33 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Пробы воды, отобранные со скважин, в период разведки полигона закачки | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1 | 21 | погл | 23.11.21 | 560-578 | J2 | 1,097 | 6,59 | 213,5 | 17,28 | 87756,8 | 2605,2 | 972,8 | 52313,15 | 143878,73 | 143,9 | 209,96 | 0,92 | 1,63 | 2,49 | 0,01 | X K | 2,24 | 11,2 | - | - | 0 | 70 | 173 | - | - | | НИЛЦ АО"НИПИнефтегаз" | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | 3,50 | 0,36 | 2474,74 | 130,00 | 79,96 | 2275,62 | 4964,19 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | 0,07 | 0,01 | 49,85 | 2,62 | 1,61 | 45,84 | 100,00 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 2 | 21 | погл | 23.11.21 | 560-578 | J2 | 1,109 | 5,7 | 256 | 2104 | 84845 | 2400 | 851 | 51736 | 142192 | 142,2 | 189,71 | 0,94 | 1,71 | 2,03 | 1,80 | X K | 0 | 2 | 50,4 | 85 | - | - | - | - | - | | Лаб. ТОО "Атыраугидрогеология" | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | 4,20 | 43,76 | 2392,63 | 119,76 | 69,95 | 2250,52 | 4880,82 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | 0,09 | 0,90 | 49,02 | 2,45 | 1,43 | 46,11 | 100,00 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 3 | 19 | погл | 02.12.21 | 552-568 | J2 | 1,097 | 6,8 | 122 | 0,9 | 87756,8 | 2605,2 | 972,8 | 52243,2 | 143700,9 | 143,7 | 209,96 | 0,92 | 1,63 | 2,53 | 0,00 | X K | 5,04 | 39,2 | - | - | 0 | 266 | 97,12 | - | - | | НИЛЦ АО"НИПИнефтегаз" | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | 2,00 | 0,02 | 2474,74 | 130,00 | 79,96 | 2272,58 | 4959,30 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | 0,04 | 0,00 | 49,90 | 2,62 | 1,61 | 45,82 | 100,00 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 4 | 19 | погл | 02.12.21 | 552-568 | J2 | 1,103 | 5,3 | 122 | 1727 | 81650 | 2400 | 1520 | 48171 | 135590 | 135,6 | 244,70 | 0,91 | 0,96 | 1,66 | 1,54 | X K | 0 | 0 | 50,4 | 74,48 | - | - | - | - | - | | Лаб. ТОО "Атыраугидрогеология" | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | 2,00 | 35,92 | 2302,53 | 119,76 | 124,94 | 2095,44 | 4680,59 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | 0,04 | 0,77 | 49,19 | 2,56 | 2,67 | 44,77 | 100,00 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 5 | 45 | погл | 29.11.21 | 595-608 | J2 | 1,098 | 5,61 | 29,28 | 9,05 | 89494,6 | 2505 | 1155,2 | 53096,7 | 146289,83 | 146,3 | 219,96 | 0,92 | 1,32 | 2,25 | 0,01 | X K | 16,8 | 7,84 | - | - | 0 | 141 | 92,81 | - | - | | НИЛЦ АО"НИПИнефтегаз" | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | 0,48 | 0,19 | 2523,75 | 125,00 | 94,96 | 2309,71 | 5054,08 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | 0,01 | 0,00 | 49,93 | 2,47 | 1,88 | 45,70 | 100,00 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 6 | 45 | погл | 29.11.21 | 595-608 | J2 | 1,109 | 5,55 | 73 | 1943 | 85910 | 2800 | 1459 | 50671 | 142856 | 142,9 | 259,65 | 0,91 | 1,17 | 1,82 | 1,64 | X K | 5 | 0 | 42 | 95,76 | - | - | - | - | - | | Лаб. ТОО "Атыраугидрогеология" | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | 1,20 | 40,41 | 2422,66 | 139,72 | 119,93 | 2204,19 | 4928,11 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | 0,02 | 0,82 | 49,16 | 2,84 | 2,43 | 44,73 | 100,00 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|-------------------------------------|----|----------|--------------|---|----|------|-----|------------|------|-------------|------------|-------------|--------------|---------------|-----------|------------|-----|-----|------|------|--------|-----------|----------|----------|-----------|----------|-----------|-----------|----------|----------|----------|-------------------------------|------|--|--|
| 5 | 17 | наб л | 10.06. 25 | 556- 558; 560- 568; 571- 575,5; 581,5- 586,5 | J2 | 1,09 | 6,3 | 33,5 | 19 | 88181 | 2379 | 1018, | 52576, | 144209, | 144, | 202, | 0,9 | 1,4 | 2,38 | 0,02 | X К | 63, 98 | 0,5 6 | 2,1 2 | 81,8 | 2,7 7 | 165, 3 | 60,4 | 0,6 3 | 0,01 | 1,22 | АФ ТОО "КМГ Инжиниринг" | | | |
| | | | | | | 55 | 5 | 5 | | ,9 | ,8 | 4 | 85 | 43 | 2 | 46 | 2 | 2 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | 0,55 | 0,40 | 2486, 73 | 118, 75 | 83,71 | 2287,0 9 | 4977,23 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Среднее по средней юре: | | | | | | 1,09 | 6,5 | 121, 39 | 4,52 | 92165 | 2429 | 1121, 76 | 54934, 03 | 150776, 76 | 150, 8 | 213, 46 | | | | | | 30, 1 | 10, 5 | 2,9 6 | 89,5 1 | 2,8 | 129 2 | 562, 9 | 0,6 3 | 0,1 | 1,24 | | | | |
| Минимальное по средней юре: | | | | | | 1,09 | 6,2 | 33,5 | 0,9 | 88181 | 2304 | 1018, | 52576, | 144209, | 144, | 199, | | | | | | | 0,5 | 0,5 | 2,1 | 81,4 | 2,8 | 165 | 10,6 | 0,6 3 | 0 | 1,22 | | | |
| Максимальное по средней юре: | | | | | | 1,11 | 6,8 | 225, 7 | 19 | 10343 | 2705 | 1276, 8 | 61605, 27 | 169069, 28 | 169, 1 | 239, 95 | | | | | | | | 77, 8 | 28, 3 | 3,8 1 | 102, 2 | 2,8 | 349 7 | 181 3 | 0,6 3 | 0,1 | 1,28 | | |

4.2 Характеристика попутно-добываемых вод, промстоков и их совместимость с пластовыми водами юры

Попутно-добываемые воды на месторождении Б.Жоламанов образуются при добыче углеводородов из залежей этого же месторождения в юре и триасе.

Попутно-добываемые воды извлекают вместе с нефтью. На полигон закачки будет поступать смесь этих вод. Для исследования смеси попутно-добываемых вод в течении двух месяцев отобрано 10 проб воды. Попутно-добываемые воды практически аналогичны пластовым водам, что видно при анализе вод.

Исследования проводились в лабораторном центре АО «Научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа». Были выполнены следующие виды лабораторных исследований:

- определение физических свойств и химического состава;
- определение гранулометрического состава механических примесей;
- исследование коррозионной активности;
- определение сульфатвосстанавливающих 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 2021 г. Результаты определения физических свойств и химического состава вод приведены в нижеследующей таблице 4.2.1.

Таблица 4.2.1

Физические свойства и химический состав вод,
изучаемых на совместимость

| Наименование показателей | РВС попутно-добываемая вода | Вода со скважины 19 | Вода со скважины 21 | Вода со скважины 45 |
|---|-----------------------------|---------------------|---------------------|---------------------|
| Дата отбора | 05.12.2021 | 02.12.2021 | 23.11.2021 | 29.11.2021 |
| Плотность, г/см ³ | 1,097 | 1,098 | 1,097 | 1,098 |
| Концентрация водородных ионов, (рН) | 6,53 | 6,60 | 6,59 | 5,61 |
| Содержание калия, мг/л | 249 | 287 | 286 | 197 |
| Содержание натрия, мг/л | 51148,06 | 52027,16 | 52027,15 | 52899,7 |
| Суммарное содержание натрия и калия, мг/л | 51397,06 | 52313,16 | 52313,15 | 53096,7 |
| Содержание кальция, мг/л | 2404,8 | 2605,3 | 2605,2 | 2505 |
| Содержание магния, мг/л | 972,8 | 972,9 | 972,8 | 1155,2 |
| Общая жесткость, ммоль/л | 200 | 211 | 210 | 220 |
| Содержание хлоридов, мг/л | 86019,07 | 87756,9 | 87756,8 | 89494,6 |
| Содержание сульфатов, мг/л | 14,82 | 17,29 | 17,28 | 9,05 |
| Содержание карбонатов, мг/л | н/о | н/о | н/о | н/о |

| | | | | |
|---|--------------|----------------|----------------|--------------|
| Содержание гидрокарбонатов, мг/л | 207,4 | 213,6 | 213,5 | 29,28 |
| Суммарная минерализация, мг/л | 141015,9 | 143878,8 | 143878,7 | 146289,8 |
| Сухой остаток, мг/л | 142466,7 | 144401 | 144400 | 150366,7 |
| Тип воды | C1-Ca | C1-Ca | C1-Ca | C1-Ca |
| Содержание бария, мг/л | 0,31 ± 0,05 | 10,4 ± 1,8 | 10,4 ± 1,7 | 9,9 ± 1,6 |
| Содержание стронция, мг/л | 104,1 ± 16,7 | 108,7 ± 17,5 | 108,7 ± 17,4 | 105,9 ± 16,9 |
| Содержание свободной двуокиси углерода, мг/л | 72,16 | 70,5 | 70,4 | 44 |
| Содержание железа II, мг/л | н/о | 2,25 | 2,24 | 16,8 |
| Содержание железа III, мг/л | 15,12 | 11,3 | 11,2 | 7,84 |
| Содержание нерастворимых в воде веществ, мг/л | 39 | 71 | 70 | 141 |
| Содержание нефтепродуктов, мг/л | 61,03 ± 15,2 | 172,97 ± 43,25 | 172,97 ± 43,24 | 92,81 ± 23,2 |
| Содержание сероводорода, мг/л | н/о | н/о | н/о | н/о |

Примечание: н/о - не обнаружено.

По результатам исследования попутно-добываемые воды с РВС и воды пластовые являются крепкими хлоркальциевыми рассолами с минерализацией 141-146 г/л. Воды жесткие, с общей жесткостью более 200 ммоль/л. Основными компонентами являются хлориды (86-89 г/л) и натрий с калием (51-53 г/л). Соленость воды в градусах Боме составляет 12,8.

В сентябре 2025 г сотрудниками лаборатории были отобраны пробы воды с РВС до и после фильтра на ПХА (Протокол испытаний №В-153 от 23.09.2025г) и на нефтепродукты (Протокол испытаний №В-199/1-2 от 19.09.2025г) и результаты сведены в таб. 4.2.2.

Таблица 4.2.2

Физические свойства и химический состав проб воды, отобранных с РВС до и после фильтра

| № №п /п | Параметры | Ед.изм | Результаты | | |
|---------------|-------------------------------|--------------------|--------------|-----------------|---------------------------|
| | | | до РВС №4 | после РВС №4 | НД на методы измерений |
| 1 | Гидрокарбонаты | мг/дм ³ | 317,20 | 311,10 | ГОСТ 26449.1-85 |
| 2 | Хлориды | мг/дм ³ | 83724,04 | 83724,04 | ГОСТ 26449.1-85 п.9.2 |
| 3 | Сульфаты | мг/дм ³ | 25,00 | менее 9,0 | ГОСТ 26449.1-85 п.13 |
| 4 | (Натрий + калий) ⁺ | мг/дм ³ | 49391,81 | 49377,55 | МВИ 1 №3-2022 |
| 5 | Кальций | мг/дм ³ | 2204,40 | 2204,4 | ГОСТ 26449.1-85 п.11 |
| 6 | Магний | мг/дм ³ | 1337,60 | 1337,60 | ГОСТ 26449.1-85 п.12 |
| 7 | Общая минерализация | мг/дм ³ | 137000,05 | 136954,69 | МВИ 1 №3-2022 |

| | | | | | |
|----|-----------------------------------|-----------------------------|--------|-----------|-----------------------|
| 8 | Железо Fe ³⁺ | мг/дм ³ | 13,44 | 12,60 | ГОСТ 23268.11-78 |
| 9 | Железо Fe ²⁺ | мг/дм ³ | 5,32 | 8,26 | ГОСТ 23268.11-78 |
| 10 | Йод I ₂ ⁻ | мг/дм ³ | 2,12 | 2,12 | ГОСТ 23268.16-78 |
| 11 | Бром Br ₂ ⁻ | мг/дм ³ | 79,40 | 78,07 | ГОСТ 23268.15-78 |
| 12 | Общая жесткость | мг- экв./дм ³ | 220,00 | 220,0 | ГОСТ 26449.1-85 п.10 |
| 13 | Сероводород H ₂ S | мг/дм ³ | 0,91 | менее 0,8 | ГОСТ 26449.3-85 п.3 |
| 14 | Взвешенные вещества | мг/дм ³ | 26,00 | 19,0 | ГОСТ 26449.1-85 п.2.3 |
| 15 | Плотность при 20°C | г/см ³ | 1,0944 | 1,0940 | ГОСТ 18995.1-73 |
| 16 | рН | ед. рН | 6,67 | 6,72 | ГОСТ 26449.1-85 п.4 |
| 17 | Нефтепродукты | мг/дм ³ | 1,66 | 1,57 | СТ РК 2328-2013 |

Воды представляют собой крепкие хлоркальциевые рассолы с минерализацией 137 г/л и плотностью 1,0940 г/см³. Воды жесткие, с общей жесткостью 220 мг-экв./дм³.

Таблица 4.2.3 - Химический состав и физические свойства попутно-добываемых и сточных вод месторождения Б.Жоламанов

| №п/п | Мескв | Дата отбора | Плотность при 20°C, г/см ³ | PH | Содержание ионов, мг/дм ³ , мг-экв/дм ³ , %экв | | | | | | Общая минерализация, мг/дм ³ | Общая минерализация, г/дм ³ | Общая жесткость, мг-экв/дм ³ | Коэффициенты метаморфизации | | | | Тип воды по Суханкину | Микрокомпоненты, мг/дм ³ | | | | H ₂ S, мг/дм ³ | Мехпримеси, мг/дм ³ | Нефтепродукты, мг/дм ³ | Раств.кислород, мг/дм ³ | Фенолы, мг/дм ³ | Кинематическая вязкость, мПа·с | Организация исполнитель | | | |
|-------------------------------------|--------------|-------------|---------------------------------------|------|--|-------------------------------|-----------------|------------------|------------------|----------------------------------|---|--|---|------------------------------------|-------------------------------------|------------------------------------|---|-----------------------|-------------------------------------|------------------|----------------|-----------------|--------------------------------------|--------------------------------|-----------------------------------|------------------------------------|----------------------------|--------------------------------|-------------------------|--|--|--|
| | | | | | HCO ₃ ⁻ | SO ₄ ⁻² | Cl ⁻ | Ca ²⁺ | Mg ²⁺ | Na ⁺ + K ⁺ | | | | rNa ⁺ /rCl ⁻ | rCa ²⁺ /rMg ⁺ | rCl ⁻ /rNa ⁺ | rSO ₄ ²⁻ /rSO ₄ ²⁻ + rCl ⁻ | | Fe ²⁺ | Fe ³⁺ | J ⁻ | Br ⁻ | | | | | | | | | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 | 26 | 27 | 28 | 29 | 30 | | | |
| Пробы воды, отобранные с РВС | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1 | РВС | 05.12.21 | 1,097 | 6,53 | 207,4 | 14,82 | 86019,1 | 2404,8 | 972,8 | 51397,06 | 141015,95 | 141,0 | 199,96 | 0,92 | 1,50 | 2,38 | 0,01 | ХК | 0 | 15,1 | - | - | 0 | 39 | 61,03 | - | - | - | НИЛЦ АО"НИПИнефтегаз" | | | |
| | | | | | 3,40 | 0,31 | 2425,74 | 120,00 | 79,96 | 2235,77 | 4865,18 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | 0,07 | 0,01 | 49,86 | 2,47 | 1,64 | 45,95 | 100,00 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 2 | РВС№4 | 12.09.23 | 1,0975 | 6,77 | 231,8 | 0,9 | 91310,7 | 2304,6 | 1094,4 | 54614,88 | 149557,27 | 149,6 | 204,96 | 0,92 | 1,28 | 2,21 | 0,00 | ХК | 1,68 | 20,4 | 3,38 | 89,64 | <0,8 | 97,5 | 12,2 | 1,18 | 0,09 | АФ ТОО "КМГ Инжиниринг" | | | | |
| | | | | | 3,80 | 0,02 | 2574,96 | 115,00 | 89,96 | 2375,75 | 5159,49 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | 0,07 | 0,00 | 49,91 | 2,23 | 1,74 | 46,05 | 100,00 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 3 | РВС№4 | 14.08.24 | 1,0936 | 6,85 | 240,95 | 0,9 | 84867,3 | 2204,4 | 1094,4 | 50552,85 | 138960,8 | 139,0 | 199,96 | 0,92 | 1,22 | 2,16 | 0,00 | ХК | <0,5 | 8,68 | 2,54 | 81,27 | 1,58 | 43 | 1021 | 1,3 | 0,15 | 1,2 | АФ ТОО "КМГ Инжиниринг" | | | |
| | | | | | 3,95 | 0,02 | 2393,26 | 110,00 | 89,96 | 2199,05 | 4796,24 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | 0,08 | 0,00 | 49,90 | 2,29 | 1,88 | 45,85 | 100,00 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 4 | РВС№4 | 10.06.25 | 1,0935 | 6,3 | 39,65 | 0,9 | 84654,6 | 2129,3 | 957,6 | 50683,95 | 138465,95 | 138,5 | 184,96 | 0,92 | 1,35 | 2,32 | 0,00 | ХК | 30,66 | 2,1 | 2,54 | 76,88 | 1,23 | 61 | 0,24 | 1,58 | 0 | 1,2 | АФ ТОО "КМГ Инжиниринг" | | | |
| | | | | | 0,65 | 0,02 | 2387,26 | 106,25 | 78,71 | 2204,75 | 4777,64 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | 0,01 | 0,00 | 49,97 | 2,22 | 1,65 | 46,15 | 100,00 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 5 | до РВС№4 | 16.09.25 | 1,0944 | 6,67 | 317,2 | 25 | 83724 | 2204,4 | 1337,6 | 49391,81 | 137000,05 | 137,0 | 219,95 | 0,91 | 1,00 | 1,93 | 0,02 | ХК | 5,32 | 13,4 | 2,12 | 79,4 | 0,91 | 26 | 1,66 | - | - | - | АФ ТОО "КМГ Инжиниринг" | | | |
| | | | | | 5,20 | 0,52 | 2361,02 | 110,00 | 109,95 | 2148,54 | 4735,23 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | 0,11 | 0,01 | 49,86 | 2,32 | 2,32 | 45,37 | 100,00 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 6 | после РВС №4 | 16.09.25 | 1,094 | 6,72 | 311,1 | 0,9 | 83724 | 2204,4 | 1337,6 | 49377,55 | 136955,59 | 137,0 | 219,95 | 0,91 | 1,00 | 1,94 | 0,00 | ХК | 8,26 | 12,6 | 2,12 | 78,07 | 0,79 | 19 | 1,57 | - | - | - | АФ ТОО "КМГ Инжиниринг" | | | |
| | | | | | 5,10 | 0,02 | 2361,02 | 110,00 | 109,95 | 2147,92 | 4734,01 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | 0,11 | 0,00 | 49,87 | 2,32 | 2,32 | 45,37 | 100,00 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

4.2.1 Результаты определения гранулометрического состава механических примесей

Гранулометрический состав механических примесей определен по СТ АО 97094-0000588-18-2013, суть которого состоит в замере количества частиц определенной крупности с дальнейшим расчетом их 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 0,005мм.

Результаты, полученные в ходе исследований, приведены в таблице 4.2.4.

Таблица 4.2.4

Гранулометрический состав механических примесей в пробах воды

| Место отбора | Ед. измерения | Размер частиц, мм | | | | | |
|--------------|---------------|-------------------|---------|----------|------------|------------|------------|
| | | Более 0,2 | 0,2-0,1 | 0,1-0,05 | 0,05-0,025 | 0,025-0,01 | 0,01-0,005 |
| РВС | мг/л | 0,00 | 0,01 | 0,18 | 2,87 | 23,63 | 12,32 |
| | % | 0,00 | 0,03 | 0,45 | 7,35 | 60,58 | 31,59 |
| Скважина 19 | мг/л | 0,01 | 0,12 | 2,20 | 31,65 | 203,73 | 24,30 |
| | % | 0,00 | 0,04 | 0,83 | 11,90 | 75,69 | 10,64 |
| Скважина 21 | мг/л | 0,00 | 0,03 | 0,54 | 8,58 | 46,49 | 14,36 |
| | % | 0,00 | 0,04 | 0,77 | 12,26 | 66,42 | 20,52 |
| Скважина 45 | мг/л | 0,00 | 0,11 | 1,74 | 17,39 | 97,49 | 24,26 |
| | % | | | | | | |

Проведенные исследования показали, что основная часть механических примесей в попутно-добываемых водах представлена частицами размером от 0,005 до 0,025 мм.

4.2.2. 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 24°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 4.2.5 представлены результаты испытаний.

Таблица 4.2.5

Коррозионная агрессивность образцов воды на образцах-свидетелях

| Наименование испытываемой среды | Температура испытаний, °С | Скорость коррозии | | Коррозионная агрессивность среды |
|---------------------------------|---------------------------|---------------------|--------|----------------------------------|
| | | г/м ² *ч | мм/год | |
| Вода с РВС | 24 | 0,1900 | 0,2128 | Повышенная |
| Вода со скважины 19 | | 0,2413 | 0,2703 | Повышенная |
| Вода со скважины 21 | | 0,3388 | 0,3795 | Повышенная |
| Вода со скважины 45 | | 0,0924 | 0,1035 | Повышенная |

По результатам испытаний все воды характеризуются скоростью коррозии более 0,1 мм/год. Попутно-добываемые воды имеют скорость коррозии 0,21288 мм/год, что относит их к водам с повышенной коррозионной активностью.

4.2.3 Результаты определения сульфатвосстанавливающих бактерий

Сульфатвосстанавливающие бактерии (СВБ) восстанавливают соли серной кислоты до сероводорода. Определение количества клеток СВБ 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 4.2.6.

Таблица 4.2.6

Результаты лабораторных исследований проб воды на содержание СВБ

| Номер серии | Номер разведения | | | | | | | |
|---------------------|------------------|---|---|---|---|---|---|---|
| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
| Вода с РВС | | | | | | | | |
| 1 | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 2 | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 3 | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Вода со скважины 19 | | | | | | | | |
| 1 | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 2 | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 3 | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Вода со скважины 21 | | | | | | | | |
| 1 | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 2 | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 3 | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Вода со скважины 45 | | | | | | | | |
| 1 | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 2 | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 3 | - | - | - | - | - | - | - | - |

Проведенные исследования показали, что в пробах попутно-добываемой воды с РВС СВБ не обнаружены.

Следует отметить, что ниже представленной таблицы 4.2.6 в лабораторном отчете сделано примечание, что в пробах пластовой воды из скважин №№19, 21 обнаружены СВБ в количестве 10^0 (единицы) и дана рекомендация отбирать пробы на СВБ в отдельные стерильные емкости. В закачиваемой воде СВБ нет.

4.2.4 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 проводился в соответствии СТ АО 970940000588-14-2011.

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 4.2.7, из которых следует, что все воды изначально стабильны как по гидрокарбонатам, так и по углекислоте.

Таблица 4.2.7

Расчетная 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 | 0,00339 < 0,00457 | 0,00163 > 0,00105 | Стабильна |
| Вода со скважины 19 | 0,00199 < 0,00269 | 0,00074 > 0,00038 | Стабильна |
| Вода со скважины 21 | 0,00349 < 0,00451 | 0,00164 > 0,00109 | Стабильна |
| Вода со скважины 45 | 0,00049 < 0,00204 | 0,00099 > 0,00022 | 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 4.2.8 приведены расчетные данные, из которых сделан вывод о стабильности всех вод по гипсу.

Таблица 4.2.8

Расчетная сульфатная стабильность исходных вод

| Наименование пробы | Коэффициент пересыщения S | Вывод |
|---------------------|-----------------------------|-----------|
| Вода с РВС | 0,00057 | Стабильна |
| Вода со скважины 19 | 0,00016 | Стабильна |
| Вода со скважины 21 | 0,00069 | Стабильна |
| Вода со скважины 45 | 0,00034 | Стабильна |

4.2.5. 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 также, как и условие стабильности исходных вод, только в контексте рассматриваемой смеси. Результаты проведенных расчетов показаны в таблице 4.2.9.

Таблица 4.2.9

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 19 | | | |
| 10 | 90 | 0,00214 < 0,00290 | 0,00083 > 0,00044 | Стабильна |
| 20 | 80 | 0,00227 < 0,00310 | 0,00092 > 0,00051 | Стабильна |
| 30 | 70 | 0,00242 < 0,00328 | 0,00101 > 0,00057 | Стабильна |
| 40 | 60 | 0,00256 < 0,00347 | 0,00109 > 0,00064 | Стабильна |
| 50 | 50 | 0,00269 < 0,00366 | 0,00118 > 0,00070 | Стабильна |
| 60 | 40 | 0,00284 < 0,00385 | 0,00127 > 0,00077 | Стабильна |
| 70 | 30 | 0,00298 < 0,00403 | 0,00136 > 0,00084 | Стабильна |
| 80 | 20 | 0,00312 < 0,00422 | 0,00145 > 0,00091 | Стабильна |
| 90 | 10 | 0,00325 < 0,00439 | 0,00154 > 0,00097 | Стабильна |
| Вода с РВС | Вода со скв 21 | | | |
| 10 | 90 | 0,00349 < 0,00452 | 0,00160 > 0,00108 | Стабильна |
| 20 | 80 | 0,00348 < 0,00453 | 0,001060 > 0,00108 | Стабильна |
| 30 | 70 | 0,00345 < 0,00451 | 0,00161 > 0,00108 | Стабильна |
| 40 | 60 | 0,00346 < 0,00452 | 0,00161 > 0,00108 | Стабильна |
| 50 | 50 | 0,00345 < 0,00453 | 0,00162 > 0,00107 | Стабильна |
| 60 | 40 | 0,00342 < 0,00454 | 0,00162 > 0,00107 | Стабильна |
| 70 | 30 | 0,00343 < 0,00455 | 0,00162 > 0,00106 | Стабильна |
| 80 | 20 | 0,00342 < 0,00455 | 0,00163 > 0,00106 | Стабильна |
| 90 | 10 | 0,00341 < 0,00456 | 0,00163 > 0,00105 | Стабильна |
| Вода с РВС | Вода со скв 45 | | | |
| 10 | 90 | 0,00077 < 0,00233 | 0,00106 > 0,00028 | Стабильна |
| 20 | 80 | 0,00106 < 0,0028 | 0,00112 > 0,00035 | Стабильна |
| 30 | 70 | 0,00135 < 0,00288 | 0,00119 > 0,00042 | Стабильна |
| 40 | 60 | 0,00164 < 0,00315 | 0,00125 > 0,00050 | Стабильна |
| 50 | 50 | 0,00194 < 0,00340 | 0,00131 > 0,00058 | Стабильна |
| 60 | 40 | 0,00223 < 0,00365 | 0,00138 > 0,00067 | Стабильна |
| 70 | 30 | 0,00252 < 0,00388 | 0,00144 > 0,00076 | Стабильна |
| 80 | 20 | 0,00281 < 0,00411 | 0,00151 > 0,00085 | 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 |
|-------------------------------|----------------|--|---|-----------|
| Вода с РВС | Вода со скв 19 | | | |
| 90 | 10 | 0,00310 < 0,00434 | 0,00157 > 0,00095 | 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 4.2.10) и показал, что исследуемые смеси вод не склонны к гипсовывпадению и совместимы в любых соотношениях.

Таблица 4.2.10

Расчетная сульфатная совместимость смеси вод

| Соотношение вод в смеси, % | | Условие коэффициент пересыщения $S < 1$ | Вывод | Количество $CaSO_4$, мг/л |
|-------------------------------|----------------|--|-----------|-------------------------------|
| Вода с РВС | Вода со скв 19 | | | |
| 10 | 90 | 0,00021 | Стабильна | 0 |
| 20 | 80 | 0,00025 | Стабильна | 0 |
| 30 | 70 | 0,00029 | Стабильна | 0 |
| 40 | 60 | 0,00033 | Стабильна | 0 |
| 50 | 50 | 0,00037 | Стабильна | 0 |
| 60 | 40 | 0,00041 | Стабильна | 0 |
| 70 | 30 | 0,00045 | Стабильна | 0 |
| 80 | 20 | 0,00049 | Стабильна | 0 |
| 90 | 10 | 0,00053 | Стабильна | 0 |
| Вода с РВС | Вода со скв 21 | | | |
| 10 | 90 | 0,00068 | Стабильна | 0 |
| 20 | 80 | 0,00067 | Стабильна | 0 |
| 30 | 70 | 0,00065 | Стабильна | 0 |
| 40 | 60 | 0,00064 | Стабильна | 0 |
| 50 | 50 | 0,00063 | Стабильна | 0 |
| 60 | 40 | 0,00062 | Стабильна | 0 |
| 70 | 30 | 0,00060 | Стабильна | 0 |
| 80 | 20 | 0,00059 | Стабильна | 0 |
| 90 | 10 | 0,00058 | Стабильна | 0 |
| Вода с РВС | Вода со скв 45 | | | |

| Соотношение вод в смеси, % | | Условие коэффициент пересыщения $S < 1$ | Вывод | Количество CaSO_4 , мг/л |
|----------------------------|----------------|---|-----------|-----------------------------------|
| Вода с РВС | Вода со скв 19 | | | |
| 10 | 90 | 0,00035 | Стабильна | 0 |
| 20 | 80 | 0,00038 | Стабильна | 0 |
| 30 | 70 | 0,00040 | Стабильна | 0 |
| 40 | 60 | 0,00427 | Стабильна | 0 |
| 50 | 50 | 0,00450 | Стабильна | 0 |
| 60 | 40 | 0,00047 | Стабильна | 0 |
| 70 | 30 | 0,00049 | Стабильна | 0 |
| 80 | 20 | 0,00052 | Стабильна | 0 |
| 90 | 10 | 0,00054 | Стабильна | 0 |

4.2.6. 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 24°C. Результаты, полученные в ходе опытной совместимости, приведены в таблице 4.2.11.

Таблица 4.2.11

Результаты определения опытной совместимости вод

| Наименование | Соотношения 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 19 | | | | | | | | |
| Визуальное определение осадка | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| | Вода с РВС: Вода со скважины 21 | | | | | | | | |
| Визуальное определение осадка | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| | Вода с РВС: Вода со скважины 45 | | | | | | | | |

| | | | | | | | | | |
|---------------------------------|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Визуальное определение осадка | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Примечание: - отсутствие осадка | | | | | | | | | |

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

4.2.7 Итоги исследования совместимости пластовых и закачиваемых вод

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

По расчетной стабильности и совместимости:

- утилизируемые воды и пластовые воды полигона 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 полигона 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 полигона закачки.

По рН, сероводороду и СВБ утилизируемые воды соответствуют требованиям.

В соответствии с указаниями СТ необходимо предусмотреть мероприятия по антикоррозионной защите трубопроводов и оборудования, так как коррозионная активность утилизируемой воды превышает допускаемую величину в 0,1 мм/год.

По механическим примесям и нефтепродуктам так же превышены максимально допустимые значения в 50 мг/л для каждого из этих компонентов, что требует подготовки попутно добываемых вод перед их закачкой в недра.

4.3 Техника и технология сбора, подготовки и транспорта пластовой воды

4.3.1 Описание технологического процесса сбора, подготовки, транспорта и утилизации попутно-добываемых вод, промстоков на полигоне «Б.Жоламанов»

В систему сбора, транспорта и подготовки скважинной продукции, в том числе и попутно-добываемой воды, месторождения Б.Жоламанов входят сборный пункт СП-4 и пункт подготовки нефти (ППН) Б. Жоламанов, а также групповые замерные установки.

Принципиальная технологическая схема системы сбора, транспортировки скважинной продукции месторождения Б.Жоламанов представлена на рисунке 4.3.1.

Принципиальная технологическая схема процесса сбора скважинной продукции на СП-4 показана на рисунке 4.3.2.

Описание технологического процесса сбора скважинной продукции на СП-4

Нефтегазовая эмульсия со скважин по выкидным линиям направляется на автоматические групповые замерные установки марки ГЗУ-1 «СИ-40-14-400», ГЗУ-2 «АМ 40-8-120», ГЗУ-3 «АМ 40-8-120», ГЗУ-4 «ММ 40-14-400», ГЗУ-5 «АМ 40-14-60», ГЗУ-6 Б-40-14-500.

На автоматических групповых замерных установках производится поочередной замер дебита нефти, воды и газа.

После замера дебита скважин по жидкости с ГЗУ №4, №5, №6 газожидкостная смесь собирается на сборном пункте нефти в сборные емкости №1, №2 V-50 м³.

Уровень жидкости в емкости №1 поддерживается автоматически при помощи уровнемера ПНП-0,99, который отрегулирован на насосы НБ -50 №1, №2.

Емкость №2 является резервной.

Емкости соединены между собой перепускной линией.

Со сборной емкости №1 и №2 пластовая жидкость подается на прием насоса НБ-50 №1, №2 (1 – насос «рабочий», 1 насос «резервный») и откачивается через счетчик «KROHNE» Ø 80 мм. Счетчик служит для объемного измерения расхода перекачиваемой жидкости.

Пластовая жидкость транспортируется по нефтяному коллектору Ø 159мм в резервуар №3 на ППН Б. Жоламанов для подготовки и получения товарной нефти 1 группы по СТ РК 1347-2005.

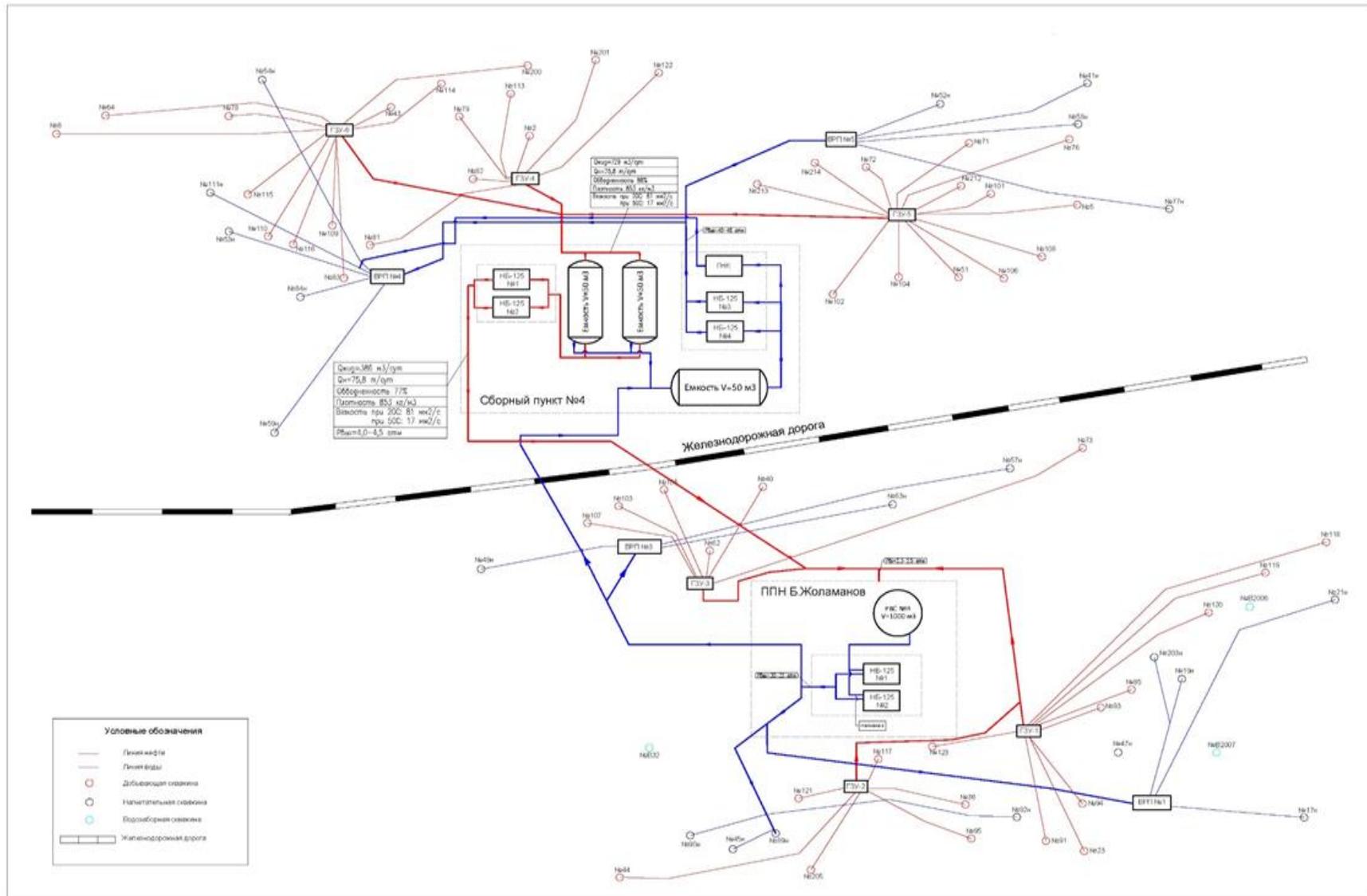


Рис. 4.3.1 - Принципиальная технологическая схема системы сбора, транспортировки скважинной продукции месторождения Б.Жоламанов

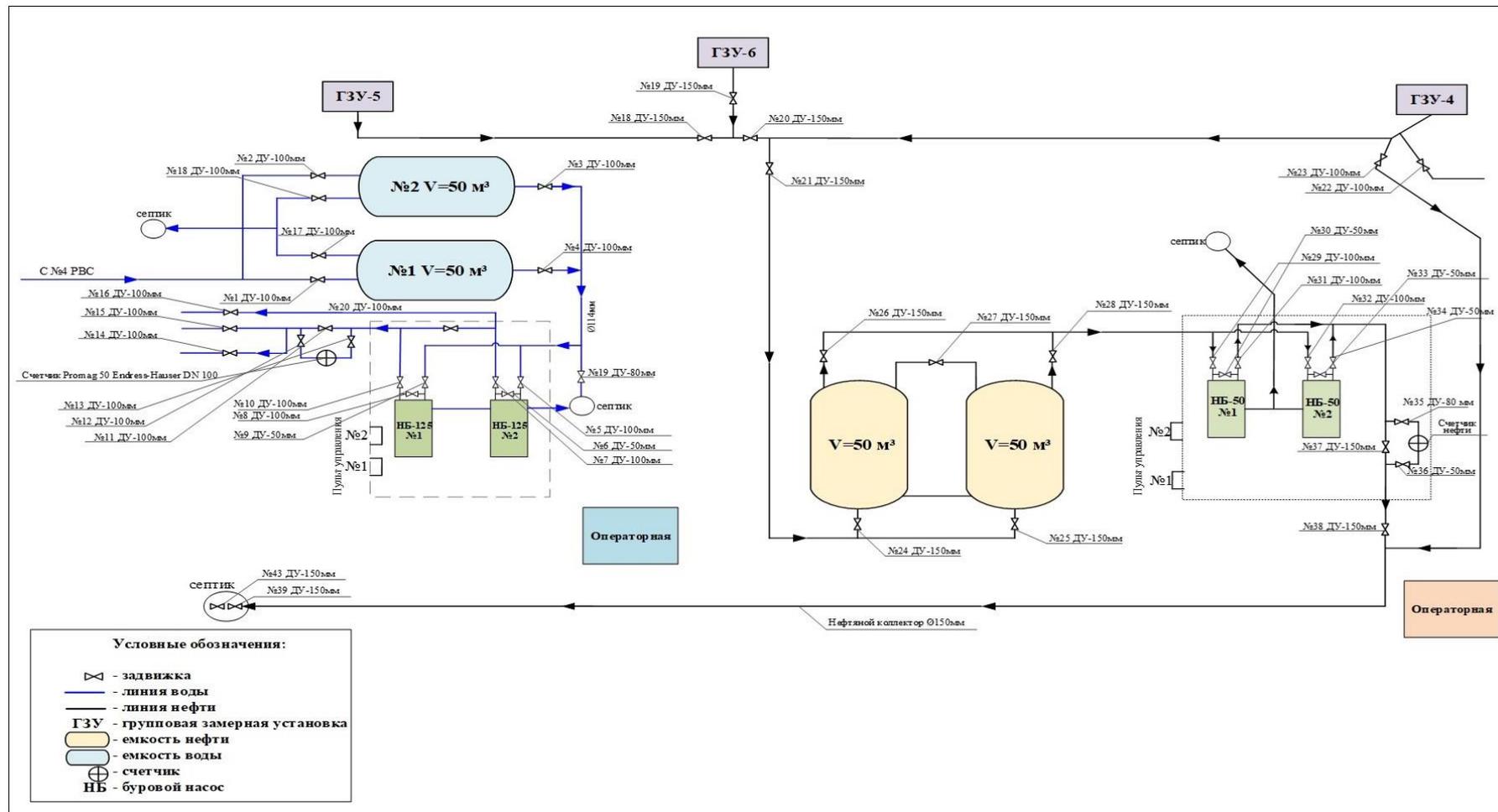


Рис. 4.3.2 - Принципиальная технологическая схема сбора скважинной продукции на СП №4

Технологический процесс подготовки скважинной продукции на ППН

Принципиальная технологическая схема подготовки скважинной продукции на ППН показана на рисунке 4.3.3.

Продукция скважин среднеюрского горизонта месторождения Б.Жоламанов по внутривнепромисловой системе сбора и транспортирования нефти от однотрубной лучевой системы поступает на 3 групповые замерные установки типа «ОЗНА-40-14-400» №1, «Б 40-14-500», «Б 40-14-500. На групповых замерных установках скважины подключены к измерительному устройству, где производится поочередной замер дебита жидкости.

С АГЗУ №4, №5, №6 газожидкостная смесь собирается на обустроенном сборном пункте №4 в буферную емкость №1 V-50м³, откуда через переточный уровень газожидкостная смесь поступает в емкость №2 V-50м³, откуда по мере наполнения откачивается с помощью насосов НБ-50 №1, №2 через узел учета по трубопроводу Ø159мм на установку подготовки нефти в нефтегазосепаратор I-ступени НГС-1-1,6-1600-2.

Из АГЗУ №3 газожидкостная смесь также поступает на установку подготовки нефти в нефтегазосепаратор I-ступени НГС-1-1,6-1600-2.

Газожидкостная смесь из АГЗУ №1, №2 с нижнего триасового горизонта поступает на установку подготовки нефти в нефтегазосепаратор на I-ступени НГС-1-1,6-1600-2.

В нефтегазосепараторе НГС-I происходит разгазирование нефтяной продукции. Отделившийся на первой ступени сепарации от нефти попутный газ по газопроводу подается в газосепаратор №1 ГС-1-2,5-600-1. С газосепаратора ГС-1-2,5-600-1 газ направляется в конденсатосборники, откуда используется в качестве топлива на подогрев нефти в подогревателях ПТ и отопления соц. бытовых объектов.

Отсепарированная нефть, скопившаяся в нижней секции сбора жидкости сепаратора НГС-1 через печи подогрева ПТ-16/150М №3, с температурой 35-40 °С и направляется в отстойник ОБН-3000. С ОБН-3000 потоки нефти разных горизонтов поступают на вторую ступень сепарации НГС-II (КСУ) для полного отделения газа от нефти (дегазация).

Поток нефтяной жидкости поступает в резервуар №3 V=1000м³, откуда по перетоку заполняет резервуар РВС №2 V=1000м³. Далее идет процесс повторной деэмульсации.

Попутно-добываемая вода с ОБН-3000 и с резервуара РВС-1000м³ №3 сбрасывается на резервуар РВС-1000м³ №4, откуда откачивается с помощью КНС №1 (насосы НБ - 125, 9МГР – «1 насос рабочий, 1 – насос резервный») через расходомер воды в поглощающие скважины полигона утилизации.

С резервуара РВС №2 с помощью насосов ЦНС 38/154, ЦНС 60/132, нефтяная эмульсия откачивается через печи ПТ16/150 №1, №2 с подогревом до температуры 55-60°С в РВС №1.

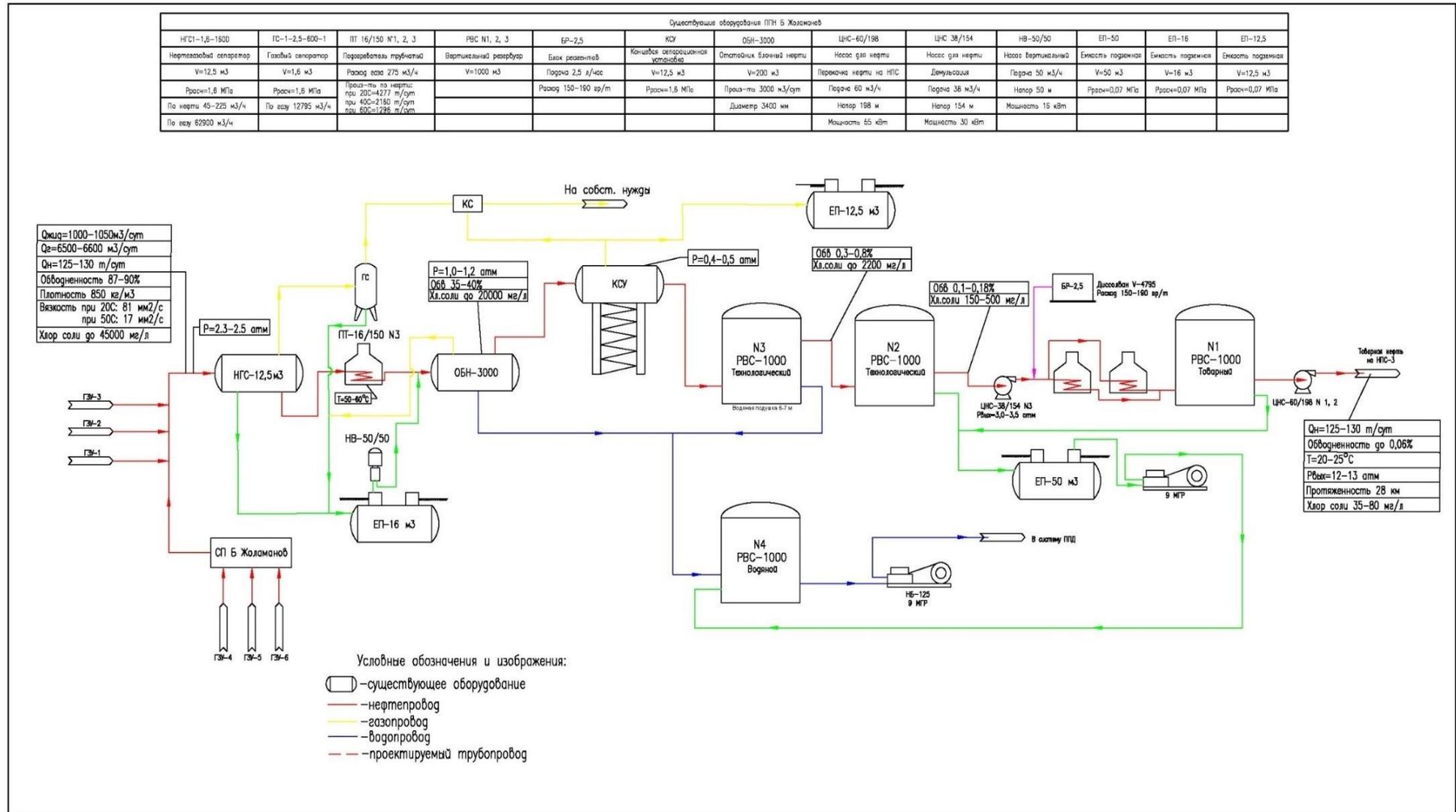


Рис.4.3.3 – Принципиальная технологическая схема ППН месторождения Б. Жоламанов

Для обессоливания и обезвоживания нефти применяется деэмульгатор, который подается на прием технологического насоса.

С товарного резервуара каждые 4 часа производится отбор проб нефти для анализа и контроля подготовки качества продукции.

Подготовленная товарная нефть с товарного РВС №1 с пункта подготовки нефти Б.Жоламанов откачивается насосами ЦНС-180/128 и ЦНС-180/212 через массовый расходомер «KROHNE Optimass S150» Ø150 мм в резервуары РВС №4, №5 $V=5000\text{м}^3$ нефтеперекачивающей станции НПС-3, где нефть сдается в систему АО «КазТрансОйл».

Попутно добываемая вода после отстоя с резервуара №1 дренируется на дренажную емкость $V=60\text{м}^3$ и откачивается насосом НБ-125 (9МГР) в резервуар №4 $V=1000\text{м}^3$, с последующей закачкой в поглощающие скважины полигона утилизации.

Описание технологического процесса транспорта и утилизации попутно-добываемых вод на полигоне «Б. Жоламанов»

В настоящее время фонд поглощающих скважин полигона закачки попутно-добываемых вод месторождения Б.Жоламанов состоит из 3 скважин №№ 19, 21, 45, фонд наблюдательных скважин составляют 3 скважины №№ 17, 32, 89.

Для утилизации попутно добываемой воды на месторождении Б.Жоламанов используется технологическое оборудование и сооружения действующей системы ППД. Система утилизации попутно добываемой воды работает следующим образом (рис. 4.3.4).

Попутно добываемая вода месторождения Б.Жоламанов, отделенная в ходе технологического процесса подготовки скважинной продукции, поступает в резервуар №4 $V=1000\text{м}^3$. С резервуара №4 утилизируемая попутно добываемая вода насосами НБ-125 №1, №2 (один насос «рабочий», другой - «резервный») кустовой насосной станции КНС-1, через гребенку КНС-1 направляется по напорному водоводу в ВРП №1 и далее в поглощающие скважины №19 и №21, и по второму напорному водоводу - в точку врезки в районе скважины 89, откуда нагнетается в поглощающую скважину №45.

Требования к оборудованию полигона утилизации попутно добываемых вод

Согласно рекомендуемому варианту настоящего отчета значение объема закачки попутно добываемой воды на месторождении составит, начиная с 2027г и далее, $441\ 650\ \text{т/год} \approx 1210\ \text{т/сутки}$.

Максимальная производительность имеющего насоса НБ -125 - $1120\ \text{м}^3/\text{сут}$. Следовательно, существующее насосное оборудование не позволяет достичь максимальных прогнозных показателей по закачке воды. С учетом наличия резервного насоса, необходимо дооснастить полигон утилизации попутно добываемых вод еще одним насосом НБ-125, который будет работать параллельно имеющемуся насосу. Общее число насосов для закачки попутно добываемых вод должно составить 3 насоса НБ-125, из которых 2 единицы будут в работе, 1 единица – в резерве.

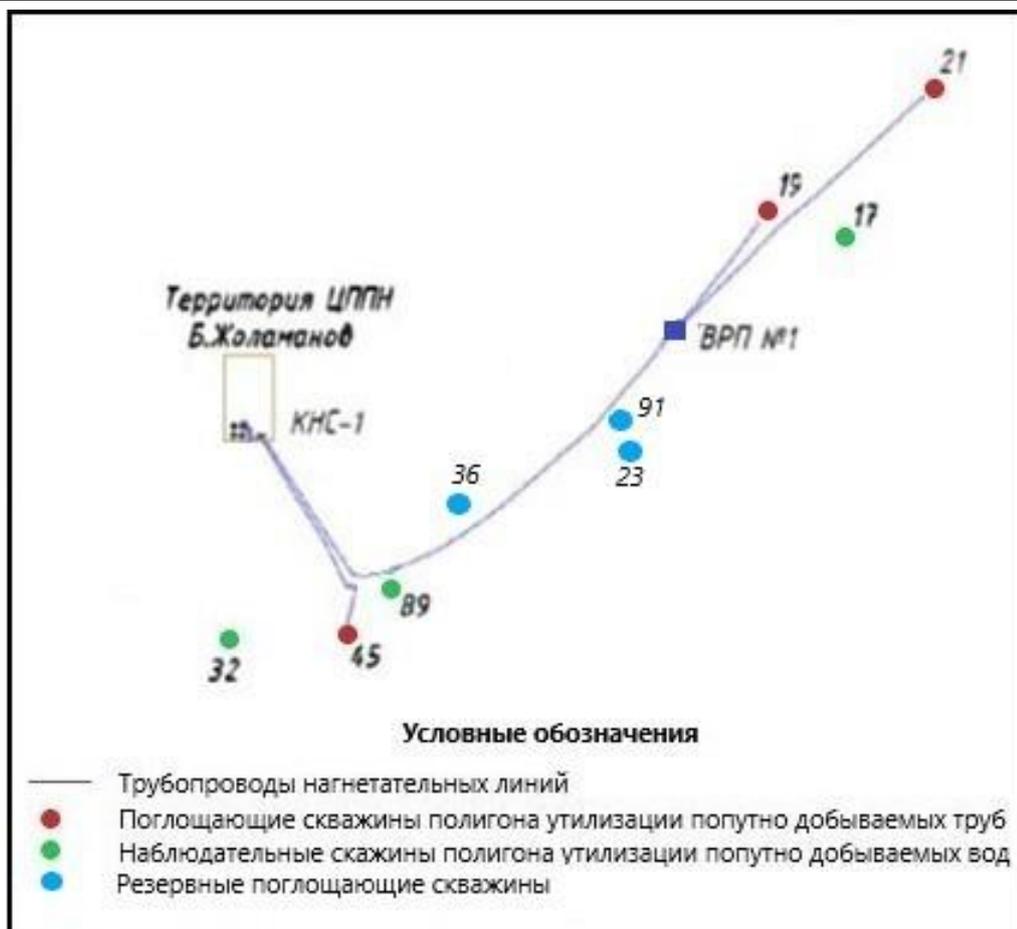


Рис.4.3.4 – Схема системы утилизации попутно-добываемых и сточных вод

Прирост давления в конце срока эксплуатации полигона составит 145,9 кг/см². Уменьшить давление можно вовлечением в работу дополнительных водоносных горизонтов среднеюрского водоносного комплекса. Для этого рекомендуется провести дополнительную перфорацию в нагнетательных скважинах.

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.

4.3.2. Система очистки утилизируемых вод и требования к качеству

Система очистки утилизируемых вод включает в себя сборный водяной резервуар №4 $V=1000\text{м}^3$ для очистки воды от механических примесей и нефти путем отстаивания.

На линии перед резервуаром №4 установлен предохранительный клапан для сброса воды в дренажную систему при необходимости.

Уровень уловленной нефти в отстойнике контролируется датчиком межфазного уровня. Сброс нефти с верхней части отстойника осуществляется в дренажную емкость ЕП-16. Для опорожнения аппарата предусмотрены дренажные линии из нижней части аппарата через задвижки общим потоком в дренажную емкость ЕП-16.

Объем очищенной попутно добываемой воды из резервуара №4 замеряется по счетчику-расходомеру, расположенному на линии насосов НБ-125 №1, №2. Для контроля за качеством очистки воды на водяной линии отбираются пробы для проведения аналитического контроля.

Согласно «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр», утвержденных приказом Министра энергетики Республики Казахстан № 239 от 15 июня 2018 года, Глава 20, пункт 439, пп.1:

«Пластовая вода, добытая вместе с нефтью, подлежит очистке в соответствии с нормами содержания твердых взвешенных веществ и нефтепродуктов в воде, и используется в системе поддержания пластового давления или с целью захоронения закачивается в поглощающие горизонты».

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 добываемой воды, закачиваемой 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 4.3.1 (в рамках настоящего отчета для попутно добываемой воды, которая с целью захоронения закачивается в поглощающие горизонты, эти нормы можно рассматривать только как ориентировочные).

Таблица 4.3.1 - Допустимое содержание механических примесей и нефти в закачиваемой воде

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

На выбранном участке под закачку попутно-добываемых вод месторождения Б. Жоламанов предусмотрены среднеюрские горизонты периферии Юго-Восточного крыла, коэффициенты проницаемости которых не определялись, но по аналогии со среднеюрскими горизонтами Юго-Западного крыла можно их принять варьирующими от $1,7 \cdot 10^{-3}$ мкм² до $2905,3 \cdot 10^{-3}$ мкм². 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 содержание в закачиваемой, в целях утилизации воде, из РВС-4 составляет: взвешенных веществ – 61 мг/л, нефтепродуктов – до 0,24 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 сточных вод. По определенным параметрам рассчитаны увеличение пластового давления и контур растекания утилизируемых вод при их закачке в среднеюрские водоносные коллекторы.

При вводе в эксплуатацию полигона закачку сточных вод можно производить в уже подготовленные три нагнетательные скважины. Решения о необходимости расширения полигона за счет ввода в эксплуатацию новых нагнетательных и наблюдательных скважин будут приниматься в ходе эксплуатации полигона или определены проектом строительства полигона.

В нагнетательных скважинах рекомендуется отперфорировать дополнительные интервалы, указанные в рекомендуемых.

При эксплуатации полигона рекомендуется выполнять следующие мероприятия:

- Периодически производить визуальный осмотр участков выхода юрских отложений на поверхность земли на предмет появления родников, мочажин. В случае появления таковых закачку прекратить;
- Систематически контролировать физико-химические свойства закачиваемых вод, при необходимости доводить их до требуемых нормативов;
- Постоянно вести мониторинг работы по закачке сточных вод, 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 о результатах режимных наблюдений и мониторинга в обязательном порядке передавать в виде ежегодных отчетов в компетентные органы.

6. КАЛЕНДАРНЫЙ ГРАФИК ЗАКАЧКИ ПОПУТНО-ДОБЫВАЕМЫХ ВОД, ПРОМСТОКОВ

6.1 Прогнозируемые объемы вод, подлежащие утилизации

На полигоне закачки захоронение попутно-добываемых пластовых вод, извлекаемых из продуктивных пластов юрских и триасовых отложений месторождения Б. Жоламанов осуществляется в водоносные пласты юры Юго-Восточного крыла месторождения, где продуктивная залежь залегает в триасовых отложениях.

Попутно-добываемые пластовые воды извлекаются вместе с нефтью месторождения Б.Жоламанов. По мере выработки залежи увеличивается обводненность нефти. С ростом обводненности нефти количество пластовой воды, извлекаемой из недр, увеличивается. В таблице 6.1.1 приведены данные по объемам утилизируемых попутно-добываемых вод на весь период закачки.

Таблица 6.1.1 - Прогнозируемые объемы попутно-добываемых вод, промстоков, подлежащих утилизации

| № п/п | Годы | Годовой объем закачки, м3 | Среднесуточный объем закачки, м3 |
|-------|------|---------------------------|----------------------------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| 1 | 2024 | 338 207 | 924,06 |
| 2 | 2025 | 356 840 | 977,64 |
| 3 | 2026 | 428 832 | 1174,88 |
| 4 | 2027 | 441 650 | 1210 |
| 5 | 2028 | 442 860 | 1210 |
| 6 | 2029 | 441 650 | 1210 |
| 7 | 2030 | 441 650 | 1210 |
| 8 | 2031 | 441 650 | 1210 |
| 9 | 2032 | 442 860 | 1210 |
| 10 | 2033 | 441 650 | 1210 |
| 11 | 2034 | 441 650 | 1210 |
| 12 | 2035 | 441 650 | 1210 |
| 13 | 2036 | 442 860 | 1210 |
| 14 | 2037 | 441 650 | 1210 |
| 15 | 2038 | 441 650 | 1210 |
| 16 | 2039 | 441 650 | 1210 |
| 17 | 2040 | 442 860 | 1210 |
| 18 | 2041 | 441 650 | 1210 |
| 19 | 2042 | 441 650 | 1210 |
| 20 | 2043 | 441 650 | 1210 |
| 21 | 2044 | 442 860 | 1210 |
| 22 | 2045 | 441 650 | 1210 |
| 23 | 2046 | 441 650 | 1210 |
| 24 | 2047 | 441 650 | 1210 |

7. ЛИКВИДАЦИЯ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ

7.1 Ликвидация скважин

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

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

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

При ликвидации скважины со спущенной эксплуатационной колонной или без спущенной эксплуатационной колонны, после 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 коррозионностойким и соответствовать требованиям, предусмотренным рабочим проектом на бурение скважины для цементирования обсадных колонн в интервалах пласта, содержащего сероводород.

Наличие мостов проверяется разгрузкой бурильного инструмента или насосно-компрессорных труб с усилием, не превышающим предельно допустимую удельную нагрузку на цементный камень. Установленный в башмаке последней технической колонны цементный мост, кроме того, испытывается методом гидравлической опрессовки.

7.2 Оборудование устьев скважин при их ликвидации

По окончании ликвидационных работ устье нефтяных, газовых и нагнетательных скважин, различного назначения, за исключением скважин с содержанием сероводорода в пластовом флюиде 3,5% и более, с аномально высоким пластовым давлением с коэффициентом аномальности 1,5 и более, 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 переоборудования устья скважин или восстановления бетонной тумбы и репера, не будут производиться работы по физической ликвидации с установкой изоляционно-ликвидационных мостов.

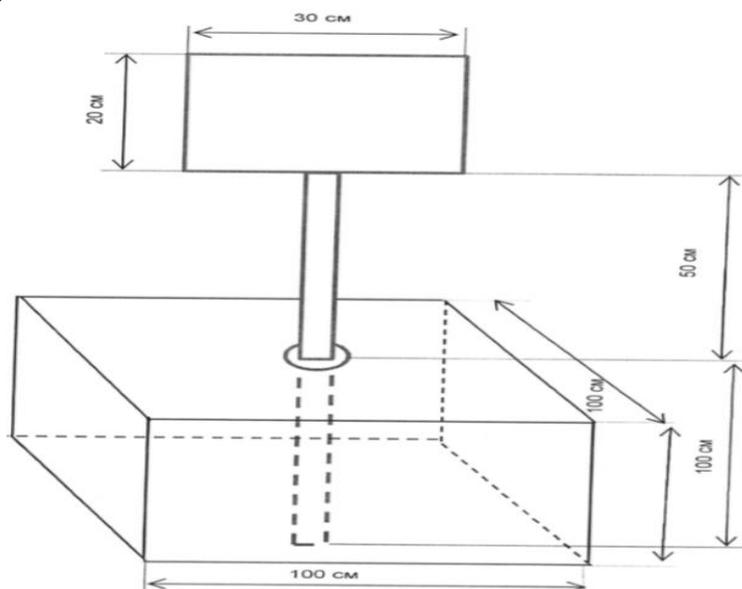


Рис. 7.1 – Схема установки репера и тумбы при ликвидации скважины

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

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

7.3 Ликвидация последствий деятельности АО «Эмбаунайгаз» на месторождении Б. Жоламанов

Ликвидация последствий деятельности АО «Эмбаунайгаз» на месторождении Б. Жоламанов 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 Б. Жоламанов.

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

| № п/п | Месторождение | № скв. | Норма времени на изоляционно-ликвидационные работы, ч | Стоимость 1 бригадо- час, тенге | Расходы на ликвидацию одной скв (без НДС),тенге |
|--------------|----------------------|---------------|--|--|--|
| 1 | Б. Жоламанов | 19 | 208,00 | 47 430 | 9 865 440 |
| 2 | Б. Жоламанов | 21 | 208,00 | 47 430 | 9 865 440 |
| 3 | Б. Жоламанов | 45 | 208,00 | 47 430 | 9 865 440 |
| 4 | Б. Жоламанов | 17 | 208,00 | 47 430 | 9 865 440 |
| 5 | Б. Жоламанов | 89 | 208,00 | 47 430 | 9 865 440 |

| | | | | | |
|---------------|--------------|-----|--------|--------|-------------------|
| 6 | Б. Жоламанов | 32 | 208,00 | 47 430 | 9 865 440 |
| 7 | Б. Жоламанов | 47н | 208,00 | 47 430 | 9 865 440 |
| Итого: | | | | | 69 058 080 |

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 Б. Жоламанов необходимо установить 7 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 7 бетонных тумб с реперами составят: 452 366 тенге×7 ед. = 3 166 562 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*4 скважины =8 замеров.

Замеры пластовой температуры: 2 замера в год*4 скважины =8 замеров.

Замеры пластового давления: 2 замера в год*4 скважины =8 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 *2 скважины (на поглощающий горизонт) =4 пробы.

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 ₂ S мг/л | Fe (+3) мг/л | Вязкость, мм ² /с | Плотность, г/см ³ | рН | Сроки, количество проб |
|--|---|--|--------------|-----------------------------|---------------------|----------------------------|-----------------------|--------------|------------------------------|------------------------------|------------------------|------------------------|
| Попутно-добываемые воды | с РВС (до фильтра и после) | + | + | + | + | + | + | + | + | + | + | 1 раз в год 3*1=3 |
| Отбор проб глубинным пробоотбором | Скважины на основной горизонт (J ₂) скв 17, скв 89 | + | + | | + | | + | + | + | + | + | 1 раз в год 2*1*2=4 |
| Отбор проб глубинным пробоотбором | Скважины на верхний горизонт (K _{1al} +K _{2s}) скв 32, 47н | + | + | | + | | + | + | + | + | + | 1 раз в год 1*1*2=2 |
| Анализ на совместимость попутно-добываемых и пластовых вод | с РВС и со скв 17 (J ₂), с РВС и 89 (J ₂) | 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*4=8 1*2*4=8 |
| 2 | Отбор проб глубинным пробоотборником: 1. из наблюдательных скважин на основной горизонт 2. из наблюдательных скважин на верхние горизонты | проба | 2*1*2=4 1*1*2=2 |
| 3 | Отбор проб из РВС | проба | 1*1*3=3 |
| 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 5 скважин (2 наблюдательные и 3 нагнетательные) из фонда законсервированных и ликвидированных скважин АО «Эмбаунайгаз».

Охрана атмосферного воздуха

Источниками воздействия на атмосферный воздух, является технологическое оборудование, установки, системы и 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:

На участке задействованы 5 скважин из них, №№ 19,21,45 нагнетательные скважины и №№ 17,89 наблюдательные скважины.

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 буровых, поскольку участок полигона подземного захоронения 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 полигона подземного захоронения, поскольку первыми примут на себя возможные загрязнения промстоками.

Участки распространения пресных подземных вод, имеющие практического значения для организации хозяйственного водоснабжения, в районе месторождения Б. Жоламанова отсутствуют. Все крупные месторождения подземных вод хозяйственного водоснабжения Атырауской области расположены на значительном удалении от места будущего полигона, 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. Проведившиеся замеры радиационного фона (в отчете «Разведка полигона...») показали его нахождение в пределах нормы.

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 недрземли 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) Опубликованные:**

1. Кодекс РК «О недрах и недропользовании» от 27.12.2017г. №125-VI;
2. «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр» от 15 июня 2018 года № 239;
3. Экологический кодекс Республики Казахстан от 09.01.2007г №212 (с изменениями и дополнениями от 03.07.2013г);
4. Форма геологического отчета. Утверждена приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 25 августа 2020 года № 200 «Об утверждении форм отчетов по геологическому изучению недр» Зарегистрирован в Министерстве юстиции Республики Казахстан 26 августа 2020 года № 21128;
5. под ред. Антоненко К.И и Чаповского Е.Г. Гидрогеологические исследования для захоронения промышленных сточных вод в глубокие водоносные горизонты. М., Недра, 1976;
6. Гольдберг В.М., и др. «Подземное захоронение промышленных сточных вод», «Недра», Москва, 1994г;
7. Под редакцией Грабовникова В.А. Гидрогеологические исследования для обоснования подземного захоронения промышленных стоков. М. Недра, 1993;
8. Методическое руководство. «Гидрогеоэкологический контроль на полигонах закачки промышленных сточных вод. Челябинск, ООО «НИИ природных газов и газовых технологий - ВНИИГАЗ», 2005г;
9. СТ РК 1662-2007 «Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству», утвержденный Приказом Председателя Комитета по техническому регулированию и метрологии Министерства индустрии и торговли РК №596 от 31.10.12г, г. Астана, 2012г;

б) Фондовая литература

10. Мухтанов Б.М. Сайпеденов А.С. Мендигалиев А.Р. и др., Анализ разработки месторождения Б. Жоламанов. Филиал ТОО «КМГ Инжиниринг» «Каспиймунайгаз», Атырау, 2019.;
11. Жакупова А. К., Кайргалиева А. Ж., Багитова Э. А. и др Программа исследовательских работ для проведения специальных гидрогеологических исследований по месторождению Б. Жоламанов. Филиал ТОО «КМГ Инжиниринг» «Каспиймунайгаз», Атырау, 2019.;
12. Рыбин В.М., Байкадамова А.Ж. и др. ТОО «Атыраугидрогеология» Отчет о результатах работ по объекту «Разведка полигона для закачки попутно-добываемых вод на месторождении Б.Жоламанова АО «Эмбаунайгаз» в 1-й книге. Атырау, 2022г.;
13. Кадыргалиева Ж.К., и др. Проект эксплуатации пространства недр для утилизации попутно-добываемых вод в районе месторождения Б.Жоламанова».

ТЕКСТОВЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ

ГЛАВНОЕ УПРАВЛЕНИЕ МИНЕРАЛЬНЫХ РЕСУРСОВ
"КАЗГОСНЕДРА"

ГОРНЫЙ ОТВОД

Выдан Акционерному обществу "Эмбаунайгаз" для добычи углеводородного сырья на газонефтяном месторождении **Орысказган.**

Горный отвод расположен на территории Кзылкогинского района Атырауской области в пределах блоков XXIII-16-F; XXIV-16-C и обозначен на прилагаемом топографическом плане угловыми точками:

- | | |
|----------------------------------|-----------------------------------|
| 1. 48°00'20" с.ш. 54°23'40" в.д. | 9. 48°00'55" с.ш. 54°25'55" в.д. |
| 2. 48°00'30" с.ш. 54°23'30" в.д. | 10. 48°00'15" с.ш. 54°25'50" в.д. |
| 3. 48°00'40" с.ш. 54°24'30" в.д. | 11. 48°00'00" с.ш. 54°26'15" в.д. |
| 4. 48°00'30" с.ш. 54°24'45" в.д. | 12. 48°00'30" с.ш. 54°27'05" в.д. |
| 5. 48°00'20" с.ш. 54°24'20" в.д. | 13. 48°00'50" с.ш. 54°27'40" в.д. |
| 6. 48°00'10" с.ш. 54°25'15" в.д. | 14. 48°00'45" с.ш. 54°28'00" в.д. |
| 7. 48°00'20" с.ш. 54°25'10" в.д. | 15. 48°00'05" с.ш. 54°27'10" в.д. |
| 8. 48°00'50" с.ш. 54°25'05" в.д. | 16. 47°59'30" с.ш. 54°26'20" в.д. |
| | 17. 47°59'40" с.ш. 54°26'10" в.д. |

а также на вертикальных разрезах до подошвы юрских отложений.

Площадь горного отвода, обозначенного на топографическом плане угловыми точками, составляет **325 (триста двадцать пять)** га.

" 1 " декабря 1995г.

Начальник ГУМР
"Казгоснедра"

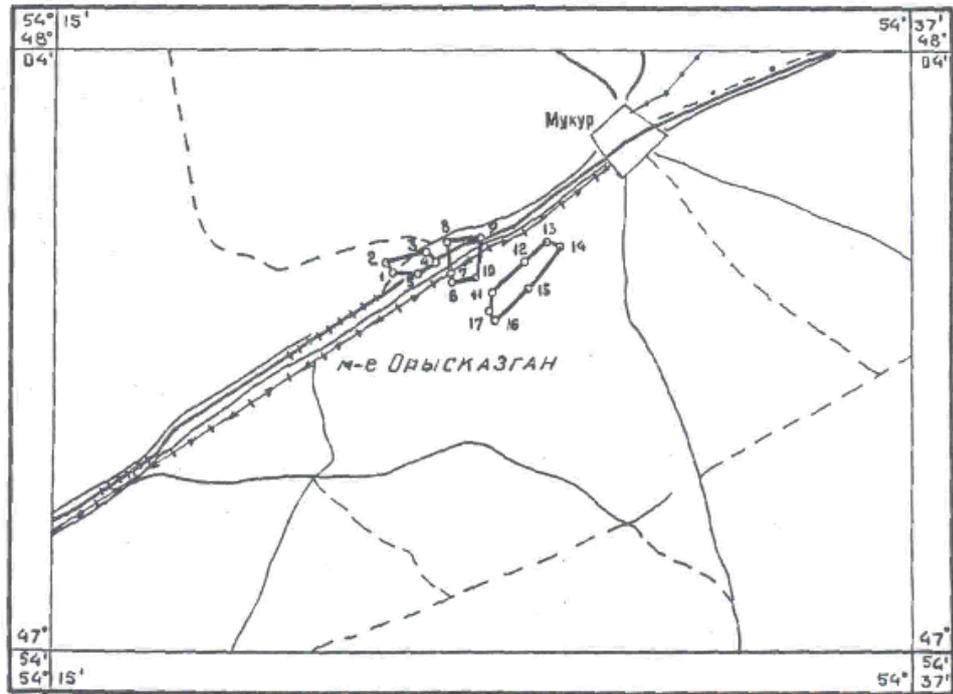


Б.С. Ужкенов

г.Алматы

Атырауская область
Кзылкогинский район
Газонефтяное месторождение Орысказган

МАСШТАБ 1:200 000



Handwritten signature

П Р О Т О К О Л № 2437-22-А
заседания Государственной комиссии по экспертизе недр
Комитета геологии Министерства экологии, геологии
и природных ресурсов Республики Казахстан

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

16 июня 2022 года

г. Нур-Султан

ПРИСУТСТВОВАЛИ:

| | |
|---|--|
| Председатель Комиссии | Сатиев Т.Б. |
| Заместитель председателя Комитета геологии | Галиев Е.Ф. |
| Члены Комиссии: | Байбатыров М.Ж. Калашникова Ж.К. Есенгазиев Ч.Ж. Шонан Ж.Б. |
| Автор отчета | Рыбин В.М. |
| Независимый эксперт | Хусаинов Т.Н. |

ПРИГЛАШЕННЫЕ:

| | |
|------------------------------|------------------------------------|
| От АО «Эмбаунайгаз»: | Козов К.С. |
| от АО «Атыраугидрогеология»: | Сабурова Н.Е. Кабдыгалиева С.К. |
| от Управления гидрогеологии | Мукушева Г.С. |

Председательствовал **Сатиев Т.Б.**

1. ГКЭН рассмотрены:

1.1. «Отчет о результатах работ по объекту: «Разведка полигона для закачки попутно-добываемых вод на месторождении Б. Жоламанов АО «Эмбаунайгаз». АО «Эмбаунайгаз», ТОО «Атыраугидрогеология», авторы Рыбин В.М., Сабурова Н.Е., и др.

1.2. Авторская справка.

1.3. Заключение независимого эксперта Хусаинова Т.Н.

2. ГКЭН отмечает:

2.1. Отчет о результатах разведки полигона для закачки попутно-добываемых вод на месторождении Б. Жоламанов составлен ТОО «Атыраугидрогеология» на основании геологического задания и договора № 639190/2021/1 от 19.11.2021г. с АО «Эмбаунайгаз» НГДУ «Кайнармунайгаз».

Отчет представлен на экспертизу ГКЭН в рамках заявления о выдаче Лицензии на использование пространства недр согласно ст. 251 Кодекса о недрах и недропользовании от 27.12.2017 г.

АО «Эмбаунайгаз» осуществляет добычу углеводородного сырья на месторождении Б. Жоламанов в пределах Горных отводов на основании действующего Контракта №211 от 13.08.1998г. При разработке месторождения попутно с добываемой нефтью извлекаются пластовые воды, количество которых стабильно возрастает по мере увеличения времени эксплуатации месторождения.

Необходимость подземного захоронения попутно-добываемых в недра обусловлена отсутствием альтернативных вариантов их утилизации.

Утилизация попутно-добываемых вод предполагается до 2047 г. Прогнозные объемы в период 2022-2047 гг. составляют 8 634 тыс. м³ (от 903 м³/сутки в 2022г. до 943 м³/сутки к 2047г.).

2.2. Месторождение Б. Жоламанов административно находится на территории Кзылкогинского района Атырауской области, в 230 км к северо-востоку от г. Атырау, на стыке листов L-39-I и M-40-XXXI международной разграфки.

В геоструктурном отношении расположено в центральной части Прикаспийской впадины. В строении надсолевого комплекса принимают участие отложения от верхней перми до неогена включительно, перекрытые чехлом четвертичных отложений.

Гидрогеологические условия характеризуются приуроченностью к Эмбинскому бассейну II порядка Прикаспийского сложного бассейна пластовых безнапорных и напорных вод I порядка, где получили распространение водоносные и водоупорные горизонты и комплексы в мезозойских отложениях от современных до триасовых.

Добыча углеводородов на месторождении ведется на участках горных отводов №№1 и 2 - по объектам в юрских и меловых отложениях, № 3 - в триасовых отложениях.

2.3. Потенциальным коллектором для закачки попутно-добываемых вод приняты водоносные пласты среднеюрских отложений участка горного отвода № 3, расположенные выше по разрезу продуктивных отложений триаса.

Водовмещающие отложения представлены песчаниками, песками, алевролитами и алевролитами с тонкими чередованиями глин. Общая мощность отложений изменяется от 42 до 139,8 м. По данным каротажных диаграмм величина открытой пористости составляет в среднем 27%. Мощность отдельных песчаных прослоев колеблется в пределах 0,5-26,5 м.

Подземные воды среднеюрских отложений в пределах полигона закачки относятся к слабым рассолам с общей минерализацией от 136 до 143 г/л. По химическому составу преобладают ионы хлора и натрия с незначительным содержанием остальных основных компонентов. Воды слабокислые (рН от 5,3 до 6,3), общая жесткость более 190 мг-экв/л.

Подземные воды практического значения для водоснабжения и использования в других целях, не имеют. Высокие значения минерализации вод характеризуют застойность режима.

Ближайшие тектонические нарушения проходят на расстоянии 2-2,5 км к северу и западу от полигона закачки. Эти тектонические нарушения водоупорные, на что указывает характер образовавшихся тектонически экранированных залежей нефти.

От выше- и нижележащих водоносных горизонтов среднеюрские водоносные пласты надежно изолированы. Сверху они перекрываются глинами аптского возраста мощностью 31-65 м, являющимися региональным водоупором в районе полигона закачки. Наличие этого водоупора предотвратит проникновение закачиваемых вод в вышележащие водоносные горизонты. Нижним водоупором являются пропластки среднетриасовых глин мощностью до 100 м.

В гидрогеологическом разрезе участка полигона закачки выделен буферный водоносный комплекс альб-сеноманских отложений, который распространен на исследуемой территории повсеместно. Водовмещающие отложения представлены мелкозернистыми песками с прослоями глин. Эффективная мощность горизонта по скважине №32 составляет 18 м, водоносные пески с прослоями песчаников разделены между собой слоем глин мощностью 3-5 м.

Альб-сеноманский водоносный комплекс слабонапорный, статический уровень установился на глубине 59 м от поверхности земли. Подземные воды не пригодны для питьевых целей (минерализация воды на участке полигона составляет 4,4 г/л), с невысокими концентрациями микроэлементов, не используемые в качестве гидроминерального сырья.

В целом, по фильтрационным и емкостным свойствам, оптимальной глубине залегания и изолированности от сопредельных водоносных горизонтов потенциальный коллектор в среднеюрских отложениях имеет наиболее благоприятные условия для утилизации попутно-добываемых вод.

2.4. Комплекс выполненных исследовательских работ на участке полигона закачки попутно-добываемых вод включал в себя: капитальный ремонт скважин, геофизические исследования в скважинах, опытные работы

(пробные откачки, опытные ступенчатые нагнетания), лабораторные исследования, камеральные работы.

Работы выполнены согласно «Программы исследовательских работ для проведения специальных гидрогеологических исследований по месторождению Б. Жоламанов», разработанной ТОО «КМГ Инжиниринг».

Полевые работы по капитальному ремонту скважин и их переводу в разряд нагнетательных и наблюдательных выполнены АО «Эмбаунайгаз».

Геофизические и гидродинамические исследования в нагнетательных скважинах проведены сервисной геофизической компанией ТОО «БатысГеоЗерттеу».

Лабораторные исследования по совместимости попутно-добываемых пластовых вод с подземными водами пласта-коллектора проведены НИЛЦ АО «НИПИнефтегаз».

Гидрогеологические исследования в скважинах, химические анализы подземных вод и камеральные работы по составлению отчета выполнены ТОО «Атыраугидрогеология».

К отчетным материалам приложены: Акт приемки-передачи первичной геологической документации, Акты на установку цементных мостов, опрессовку, перфорацию скважин, справка о выполненных видах и объемах работ, протокол совместного геолого-технического совещания АО «Эмбаунайгаз» и ТОО «Атыраугидрогеология» и др. документы, подтверждающие достоверность выполненных работ.

2.5. Планируемые к утилизации попутно-добываемые воды на месторождении Б. Жоламанов образуются при добыче углеводородов из юрских и триасовых отложений.

В процессе разведки полигона закачки выполнены лабораторные исследования по изучению химического состава и физических свойств подземных вод месторождения.

По качественному составу, минерализации и типу попутно-добываемые воды практически аналогичны пластовым водам потенциального коллектора. Согласно результатам лабораторных исследований пластовых вод среднеюрского горизонта и закачиваемых попутно-добываемых, воды являются крепкими хлоркальциевыми рассолами с минерализацией 141-146 г/л, с общей жесткостью более 200 ммоль/л. Основными компонентами являются хлориды (86-89 г/л) и натрий с калием (51-53 г/л).

С целью определения совместимости пластовых и попутно-добываемых вод проведены соответствующие исследования НИЛЦ АО «НИПИнефтегаз».

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

По результатам исследований расчетным методом установлено, что подземные воды потенциального коллектора со смесью попутно-добываемых вод месторождения стабильны, как по карбонату кальция, так и по сульфату кальция, а их смеси совместимы в любых процентных соотношениях по карбонату и сульфату кальция.

По определению опытной совместимости установлено, что все смеси

попутно-добываемых вод с пластовыми водами потенциального коллектора не показали осадкообразования.

Сульфатвосстанавливающие бактерии в подземных водах потенциального коллектора и смеси попутно-добываемых вод, не обнаружены.

Коррозионная активность утилизируемой воды превышает допустимую величину в 0,1 мм/год, в данной связи необходимо предусмотреть мероприятия по антикоррозионной защите трубопроводов и оборудования. Также рекомендуется дополнительная водоподготовка для удаления механических примесей с целью предотвращения снижения фильтрационных свойств коллектора.

В целом, совместимость пластовых и попутно-добываемых вод удовлетворительная, и в условиях систематизированного лабораторного контроля, допустимая.

2.6. В 2021 году в нагнетательных скважинах №№ 19, 21, 45 выполнены опытно-фильтрационные исследования по определению приемистости. Каждое нагнетание выполнялось на трех режимах - при трех ступенях давления и расхода.

По результатам определения приемистости объемы закачиваемых стоков составили: 1 ступень - 147,71-164,5 м³/сутки; 2 ступень - 251,4-496,9 м³/сутки; 3 ступень - 359,7-507 м³/сутки.

По данным опытно-фильтрационных работ определены также основные расчетные гидрогеологические параметры (мощность горизонта, коэффициент фильтрации, коэффициент пьезопроводности, коэффициент проницаемости, коэффициент приемистости). Обработка данных проведена аналитическими, графоаналитическими методами и по апробированным эмпирическим формулам.

На основании фактических данных опытно-фильтрационных исследований в нагнетательных скважинах, выбранный для сброса попутно-добываемых вод продуктивный коллектор (отложения средней юры) характеризуется достаточно благоприятными фильтрационными и емкостными свойствами.

2.7. Гидродинамические расчеты направлены на прогнозирование двух основных показателей: увеличения пластового давления вследствие закачки стоков и распространения (растекания) захороняемых стоков в недрах.

При расчетах принято во внимание, что доказанная суммарная приемистость 3-х нагнетательных скважин составляет 1247,89 м³/сутки при потребности 943 м³/сутки на конец срока эксплуатации.

Расчеты увеличения пластового давления при закачке выполнены применительно к трем линейно расположенным скважинам (№№ 19, 21, 45) в системе «большой колодец» по формуле для неограниченного пласта на срок эксплуатации до 2047г.

Прирост давления к концу срока эксплуатации полигона составит 110,4 кг/см². По мнению авторов, такой прирост давления к концу срока эксплуатации полигона может негативно отразиться на условиях залегания подземных вод на глубинах 550-560 м.

Уменьшение пластового давления возможно вовлечением в работу дополнительных водоносных прослоев среднеюрского комплекса. Для этого рекомендуется провести дополнительную перфорацию в нагнетательных скважинах (авторами приведены рекомендуемые интервалы дополнительной перфорации в нагнетательных скважинах).

При этом средняя эффективная мощность для нагнетательных скважин составит 41,4 м (что в 2,64 раза больше первоначального расчетного параметра -15,2 м) и по прогнозным расчетам прирост пластового давления на территории полигона закачки составит 41,87 кг/см².

Прогноз продвижения сточных вод произведен применительно к главной линии тока в условиях неограниченного пласта. В целях повышения надежности расчетов к значениям пористости и эффективной мощности применены понижающие коэффициенты: 0,7 и 0,5, соответственно.

Радиус растекания стоков подсчитан отдельно для нагнетательной скважины № 45 и пары скважин №№ 19 и 21, с равными расходами в количестве 303,01 м³/сутки на каждую скважину. Радиус растекания закачиваемых вод к 2047 г. по нагнетательной скважине № 45 составит 578 м, по нагнетательным скважинам №№ 19 и 21 - 818 м.

Прогнозное увеличение давления на границе растекания утилизируемых вод при радиусе растекания утилизируемых вод в 1500 м составляет 28,08 кг/см².

Приведенные расчеты радиуса растекания утилизируемых вод и величины давления в пласте основаны на сведениях текущего момента. В последующем с приобретением фактических данных исследований и реальной закачки они должны уточняться и корректироваться.

2.8. Для сброса попутно-добываемых вод в недра на площади месторождения Б. Жоламанов в процессе разведочных работ для полигона закачки подготовлено 3 нагнетательные скважины (№№19, 21, 45) и мониторинговая сеть из 2-х наблюдательных скважин (№№17, 89) на целевой водоносный горизонт и одна скважина (№32) на буферный водоносный альб-сеноманский комплекс.

Вместе с тем, до начала эксплуатации полигона необходимо дополнительно подготовить одну наблюдательную скважину на буферный водоносный альб-сеноманский комплекс. Указанная скважина должна располагаться в районе скважин №№17, 89.

Основные рекомендации недропользователю при эксплуатации сводятся к следующему:

- необходимо периодически производить визуальный осмотр участков выхода юрских отложений на поверхность земли на предмет появления родников, мочажин. В случае появления таковых закачку прекратить;
- необходимо вести постоянный контроль над техническим состоянием нагнетательных скважин, величиной устьевого и забойного давления, интервалами поглощения сточных вод;
- приемистость нагнетательных скважин должна обеспечивать проектный объем закачки сточных вод при допустимом забойном давлении;

- нагнетательные скважины должны иметь специальную запорную арматуру, позволяющую эффективно контролировать процесс закачки;
- необходимо вести ежесуточное определение объема закачиваемых вод;
- в наблюдательных скважинах, контролирующих буферный водоносный горизонт проводить замеры статического уровня воды, наблюдения за динамикой изменения пластового давления, отбор и химический анализ проб воды (не реже одного раза в квартал);
- производить периодический отбор проб на лабораторные анализы и определение качественного состава вод, закачиваемых в недра.

Результаты исследований являются основанием для принятия тех или иных решений, в том числе по изменению режима процесса закачки.

2.9. Для обеспечения полноты и достоверности опережающего изучения недр в процессе эксплуатации участка для закачки сточных вод, а также получения исчерпывающей информации для разработки и осуществления природоохранных мероприятий, предусматривается специальный комплекс мониторинговых исследований и режимных наблюдений.

Вопросы охраны недр и окружающей среды являются приоритетными и обязательными для решения. В отчете даны рекомендации по рациональному строительству и дальнейшей эксплуатации участка недр для закачки сточных вод.

3. ГКЭН постановляет:

3.1. Материалы отчета о результатах работ по объекту: «Разведка полигона для закачки попутно-добываемых вод на месторождении Б. Жоламанов АО «Эмбаунагаз» считать апробированными по состоянию изученности на 01.06.2022 г.

3.2. Согласовать для составления Проекта эксплуатации и оформления Лицензии на использование пространства недр, следующие параметры полигона закачки:

- площадь полигона – 0,8 км² (длина 2 км по линии 3-х нагнетательных скважин и ширина 0,4км);
- интервал закачки – 552-681м;
- объем закачки – не более 943,01 м³/сутки;
- глубина исследований – до 850 м (кровля триаса).

3.3. Рекомендации недропользователю:

3.3.1. Организовать специальную режимную сеть с прослеживанием изменений природной среды.

3.3.2. До начала эксплуатации полигона дополнительно к наблюдательной скважине №32 на буферный водоносный альб-сеноманский комплекс подготовить одну наблюдательную скважину (на этот же комплекс) с расположением в районе скважин №17, 89.

3.3.3. Руководствоваться при организации, строительстве и эксплуатации полигона рекомендациями авторов отчета, а также п. 2.8 настоящего протокола.

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ
ӨНЕРКӘСІП ЖӘНЕ ҚҰРЫЛЫС
МИНИСТРЛІГІ



МИНИСТЕРСТВО
ПРОМЫШЛЕННОСТИ И
СТРОИТЕЛЬСТВА
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

ГЕОЛОГИЯ КОМИТЕТИ

КОМИТЕТ ГЕОЛОГИИ

010000, Астана қ., А. Мамбетов к-сі., 32
тел.: 8(7172)390310, факс: (7172)390440
e-mail: komgeo@geology.kz

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

№ _____

ЛИЦЕНЗИЯ
на использование пространства недр

№ 17-ИПН

«15» сентября 2023 года

1. Выдана АО «Эмбаунайгаз» расположенному по адресу: Республика Казахстан, г. Атырау, ул. Ш. Валиханова, дом 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 – **сентябрь 2048 год** со дня ее выдачи;

2) границы территории участка недр площадью **0,17 кв. км**, обозначены угловыми точками: с № 1 по № 5.

| Угловые точки, № | Координаты угловых точек | | | | | |
|------------------------------|--------------------------|------|-------|-------------------|------|-------|
| | Северная широта | | | Восточная долгота | | |
| | гр. | мин. | сек. | гр. | мин. | сек. |
| 1 | 48 | 00 | 29,29 | 54 | 27 | 20,43 |
| 2 | 48 | 00 | 38,57 | 54 | 27 | 40,52 |
| 3 | 48 | 00 | 27,37 | 54 | 27 | 30,04 |
| 4 | 47 | 59 | 57,07 | 54 | 26 | 30,82 |
| 5 | 48 | 00 | 00,53 | 54 | 26 | 35,52 |
| Площадь – 0,17 кв. км | | | | | | |

3) иные условия недропользования:

Согласно п.3 Протокола Государственной комиссии по экспертизе недр от 16 июня 2022 года № 2437-22-А параметры участка недр полигона закачки:

Интервал закачки – 552-681 м;

Объем закачки – не более 943,01м³/сутки;

Глубина исследований – до 850 м (кровля триаса);

Срок эксплуатации – 25 лет.

В соответствии с рекомендациями п. 3.3 вышеуказанного протокола необходимо:

- организовать специальную режимную сеть с прослеживанием изменений природной среды.



**Жер қойнауы кеңістігін пайдалануға арналған
ЛИЦЕНЗИЯ**

№ 17-ЖҚПК

«15» қыркүйек 2023 жыл

1. Қазақстан Республикасы, Атырау қ., Ш. Уәлиханов, 1 үйде орналасқан «Эмбамунайгаз» ЖШС берілді (бұдан әрі – Жер қойнауын пайдаланушы) және «Жер қойнауы және жер қойнауын пайдалану туралы» 2017 жылғы 27 желтоқсандағы Қазақстан Республикасының Кодексіне (бұдан әрі – Кодекс) сәйкес жер қойнауы кеңістігін пайдалану жөніндегі операцияларды жүргізу мақсатында жер қойнауы учаскесін пайдалану құқығын береді.

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

2. Лицензия шарты:

1) лицензия мерзімі - берген күннен бастап 2048 жылдың қыркүйек.

2) жер қойнауы учаскесінің ауданы 0,17 шаршы шақырым ауданымен картограммада көрсетілген және №1-ден № 5-ке дейінгі бұрыштық нүктелерімен белгіленген.

| Бұрыштық нүктелер, № | Бұрыштық нүктелердің координаттары | | | | | |
|----------------------|------------------------------------|------|-------|--------------|------|-------|
| | Солтүстік ендік | | | Шығыс бойлық | | |
| | гр. | мин. | сек. | гр. | мин. | сек. |
| 1 | 48 | 00 | 29,29 | 54 | 27 | 20,43 |
| 2 | 48 | 00 | 38,57 | 54 | 27 | 40,52 |
| 3 | 48 | 00 | 27,37 | 54 | 27 | 30,04 |
| 4 | 47 | 59 | 57,07 | 54 | 26 | 30,82 |
| 5 | 48 | 00 | 00,53 | 54 | 26 | 35,52 |

Ауданы – 0,17 шаршы шақырым

3) жер қойнауын пайдаланудың өзге шарттары:

Жер қойнауын сараптау жөніндегі мемлекеттік комиссияның 2022 жылғы 16 маусым дағы № 2437-22-А хаттамасының 3-тармағына сәйкес айдау полигонының жер қойнауы учаскесінің параметрлері:

Айдау аралығы-552-681 м;

Айдау көлемі- 943,01м³ тәулігіне аспайды;

Зерттеу тереңдігі-850 м дейін (триас жабыны);

Пайдалану мерзімі-25 жыл.

Жоғарыда көрсетілген хаттаманың 3.3-тармағының ұсынымдарына сәйкес:

- табиғи ортаның өзгеруін қадағалай отырып, арнайы режимдік желіні ұйымдастыру.



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 – 152
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: ППН м. Жоламанова НГДУ «Кайнармунайгаз»

Точка отбора: до РВС №4 1000 м³

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 102,6кПа
температура 24,5 °С влажность 30,9 % давление 102,4 кПа

| № | Параметры | Единицы измерений | Результаты | НД на методы измерений |
|----|----------------------------|-------------------|------------|------------------------|
| 1 | Гидрокарбонаты | мг/дм³ | 317,20 | ГОСТ 26449.1-85 |
| 2 | Хлориды | мг/дм³ | 83 724,04 | ГОСТ 26449.1-85 п.9.2 |
| 3 | Сульфаты | мг/дм³ | 25,00 | ГОСТ 26449.1-85 п.13 |
| 4 | (Натрий + калий)* | мг/дм³ | 49 391,81 | МВИ 1 №3-2022 |
| 5 | Кальций | мг/дм³ | 2 204,40 | ГОСТ 26449.1-85 п.11 |
| 6 | Магний | мг/дм³ | 1 337,60 | ГОСТ 26449.1-85 п.12 |
| 7 | Общая минерализация | мг/дм³ | 137 000,05 | МВИ 1 №3-2022 |
| 8 | Железо Fe³⁺ | мг/дм³ | 13,44 | ГОСТ 23268.11-78 |
| 9 | Железо Fe²⁺ | мг/дм³ | 5,32 | ГОСТ 23268.11-78 |
| 10 | Йод I₂ | мг/дм³ | 2,12 | ГОСТ 23268.16-78 |
| 11 | Бром Br₂ | мг/дм³ | 79,40 | ГОСТ 23268.15-78 |
| 12 | Общая жёсткость | ммоль/дм³ | 220,00 | ГОСТ 26449.1-85 п.10 |
| 13 | Сероводород | мг/дм³ | 0,91 | ГОСТ 26449.3-85 п.3 |
| 14 | Взвешенные вещества | мг/дм³ | 26,00 | ГОСТ 26449.1-85 п.2.3 |
| 15 | Плотность | г/см³ | 1,0944 | ГОСТ 18995.1-73 |
| 16 | Водородный показатель (рН) | ед. рН | 6,67 | ГОСТ 26449.1-85 п.4 |

Исполнитель:

Ведущий инженер

О.В. Шароварникова

Проверил:

Заведующий ЛИНГВ

А.К. Таубаев



Конец документа

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



Ф01ДП2/023(2363)-2024

Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг»
Испытательный центр
Лаборатория исследований нефти, газа и воды
город Атырау, микрорайон Нурсая, проспект Елорда, строение 10
Аттестат аккредитации №КЗ.Т.06.Е0524 от 27.08.2021 г

ПРОТОКОЛ ИСПЫТАНИЙ №В – 153
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: ППН м. Жоламанова НГДУ «Кайнармунайгаз»

Точка отбора: после РВС №4 1000 м³

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 102,6кПа

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

| № | Параметры | Единицы измерений | Результаты | НД на методы измерений |
|----|----------------------------|-----------------------|------------|------------------------|
| 1 | Гидрокарбонаты | мг/дм ³ | 311,10 | ГОСТ 26449.1-85 |
| 2 | Хлориды | мг/дм ³ | 83 724,04 | ГОСТ 26449.1-85 п.9.2 |
| 3 | Сульфаты | мг/дм ³ | менее 9,00 | ГОСТ 26449.1-85 п.13 |
| 4 | (Натрий + калий)* | мг/дм ³ | 49 377,55 | МВИ 1 №3-2022 |
| 5 | Кальций | мг/дм ³ | 2 204,40 | ГОСТ 26449.1-85 п.11 |
| 6 | Магний | мг/дм ³ | 1 337,60 | ГОСТ 26449.1-85 п.12 |
| 7 | Общая минерализация | мг/дм ³ | 136 954,69 | МВИ 1 №3-2022 |
| 8 | Железо Fe ³⁺ | мг/дм ³ | 12,60 | ГОСТ 23268.11-78 |
| 9 | Железо Fe ²⁺ | мг/дм ³ | 8,26 | ГОСТ 23268.11-78 |
| 10 | Йод I ₂ | мг/дм ³ | 2,12 | ГОСТ 23268.16-78 |
| 11 | Бром Br ₂ | мг/дм ³ | 78,07 | ГОСТ 23268.15-78 |
| 12 | Общая жёсткость | ммоль/дм ³ | 220,00 | ГОСТ 26449.1-85 п.10 |
| 13 | Сероводород | мг/дм ³ | менее 0,8 | ГОСТ 26449.3-85 п.3 |
| 14 | Взвешенные вещества | мг/дм ³ | 19,00 | ГОСТ 26449.1-85 п.2.3 |
| 15 | Плотность | г/см ³ | 1,0940 | ГОСТ 18995.1-73 |
| 16 | Водородный показатель (pH) | ед. pH | 6,72 | ГОСТ 26449.1-85 п.4 |

Исполнитель:

Ведущий инженер

О.В. Шароварникова

Проверил:

Заведующий ЛИНГВ

А.К. Таубаев

Конец документа

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



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

Ф01 ДП2/023(2306)-2024

ПРОТОКОЛ ИСПЫТАНИЙ № В-199/1-2
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 «Доссормунайгаз», ППН Жоламанов
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°С, 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-199/1 | В-199/2 |
| | | | До РВС №4 1000м ³ | После РВС №4 1000м ³ |
| | | | Фактическое значение | |
| Массовая концентрация нефтепродуктов | СТ РК 2328-2013 | мг/дм ³ | 1,66 | 1,57 |

Исполнитель:
инженер

Проверил:
заведующая ЛЭИиМ



Турғали З.Ө.

Кенжапиева Н.И.