

Министерство экологии, геологии и природных ресурсов  
Республики Казахстан  
Комитета геологии и недропользования  
Акционерное общество «Эмбаунайгаз»  
Товарищество с ограниченной ответственностью «Атыраугидрогеология»

УДК 551:550.8 (547.13) (047.3)

Государственный

регистр.

Инв. № \_\_\_\_\_

не секретно

Экз. № \_\_\_\_\_

«Утверждаю»  
Главный геолог  
АО "Эмбаунайгаз"  
Козов К.С.  
« 12 » \_\_\_\_\_ 2021г.

**ПРОЕКТ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПРОСТРАНСТВА НЕДР  
ДЛЯ УТИЛИЗАЦИИ ПОПУТНО-ДОБЫВАЕМЫХ ВОД В РАЙОНЕ  
МЕСТОРОЖДЕНИЯ РОВНОЕ**

Выполненный ТОО «Атыраугидрогеология» по договору

№ 557304/2021/1 от 20.05.21г

Книга. Текст и текстовые приложения

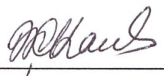

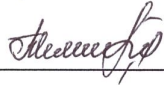
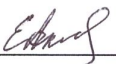
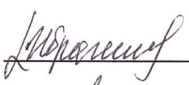

Генеральный директор  
ТОО «Атыраугидрогеология»

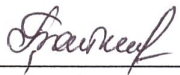


Сабурова Н.Е.

г. Атырау, 2021г

**СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ**

Геолог	<u></u>	Кадыргалиева Ж.К.
Гидрогеолог	<u></u>	Байкадамова А.Ж.
Гидрогеолог	<u></u>	Жемискалиева Г.А.
Гидрогеолог	<u></u>	Сабурова А.Е.
Гидрогеолог	<u></u>	Ибрагимова А.Ш.
Техник-гидрогеолог	<u></u>	Қабдығалиева С.Ғ.

Нормоконтролер  Байкадамова А.Ж.



## ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

на составление «Проект эксплуатации пространства недр для утилизации попутно-добываемых вод в районе месторождения Ровное»

**1. Основание выполнения:** Данный проект необходимо составить в течение 6-9 мес после положительного решения по апробации геологического отчета для получения Лицензии на использование пространства недр.

**2. Целевое назначение работ:** Изучение геологической информации об участке недр, предполагаемом для утилизации попутно-добываемых вод, определение степени изученности участка и выдача рекомендаций по дальнейшему использованию.

**3. Геологические задачи, последовательность и основные методы решения:**

3.1 Обобщение имеющегося геолог-геофизического материала по изучаемому району (геологическое строение района, нефтегазоносность, гидрогеологические условия, геолого-геофизическая изученность);

3.2 Характеристика гидрогеологических условий района с обоснованием перспектив использования потенциальных водоносных комплексов для закачки сточных вод (характеристика водоносных комплексов горизонтов и водоупорных пород с указанием емкостных и фильтрационных параметров, качества подземных вод, обоснование пригодности рассматриваемого участка для захоронения сточных вод);

3.3 На основе анализа всего имеющегося геолого-геофизического материала по рассматриваемой территории обоснование выбора предполагаемого участка для закачки сточных вод согласно основным требованиям существующих законов и законодательных актов Республики Казахстан в сфере недропользования;

3.4 Основные выводы и рекомендации (выбор потенциальных объектов по площади и по разрезу для дальнейшего изучения в целях закачки сточных вод, выработка общего направления проведения дальнейших работ).

**4. Ожидаемые результаты и сроки выполнения:**

В результате работ должен быть выполнен отчет о геологическом строении предполагаемого участка недр для выбора под закачку сточных вод, оценена степень изученности участка недр для рекомендации по проведению дальнейших работ на этом участке.

Проект должен быть составлен согласно существующим нормативным документам по составлению и оформлению отчетов, согласован с Комитетом экологии и промышленной безопасности и представлен в КГН РК.

Срок выполнения работ декабрь 2021 г.

- Защита в госорганах- согласно законодательству.

**ЗАКАЗЧИК:**

Главный геолог  
АО «Эмбаунайгаз»

Козов К.С.



**ПОДРЯДЧИК:**

Генеральный директор  
ТОО «Атыраугидрогеология»  
Сабурова Н.Е.



## ОГЛАВЛЕНИЕ

№.№ гл.	Наименование	Стр.
1	2	3
<b>1</b>	<b>ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТОВ УТИЛИЗАЦИИ ПОПУТНО-ДОБЫВАЕМЫХ ВОД</b>	10
	1.1 Местоположение и период эксплуатации	10
	1.2 Система эксплуатации участка закачки попутно-добываемых вод и анализ нагнетательных скважин	11
	1.3 Наблюдательная сеть мониторинга подземных вод и окружающей среды	23
<b>2</b>	<b>ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ПОДЗЕМНОГО СООРУЖЕНИЯ</b>	26
	2.1 Характеристика коллектора	26
	2.2 Характеристика пластовых вод неокомского резервуара	27
	2.3 Оценка изоляции резервуара	30
	2.4 Границы и площадь участка эксплуатации пространства недр для утилизации попутно-добываемых вод	31
	2.5 Инженерно-геологические, гидрогеологические и экологические условия закачки попутно-добываемых вод	41
<b>3</b>	<b>СВЕДЕНИЯ ОБ ОРГАНИЗАЦИИ-НЕДРОПОЛЬЗОВАТЕЛЕ</b>	42
<b>4</b>	<b>ХАРАКТЕРИСТИКА ПОПУТНО-ДОБЫВАЕМЫХ ВОД, ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ СБОРА, ПОДГОТОВКИ И ТРАНСПОРТА ПЛАСТОВОЙ ВОДЫ</b>	43
	4.1. Характеристика попутно-добываемых вод и их совместимость с пластовыми водами	43
	4.1.1 Результаты определения гранулометрического состава механических примесей	44
	4.1.2 Результаты исследования коррозионной активности	45
	4.1.3 Результаты определения сульфатвосстанавливающих бактерий	46
	4.1.4 Расчет карбонатной и сульфатной стабильности исходных вод	46
	4.1.5. Расчет карбонатной и сульфатной совместимости смеси вод	48
	4.1.6. Опытное определение совместимости смеси вод	49
	4.1.7 Итоги исследования совместимости пластовых и закачиваемых вод	49
	4.2. Техника и технология сбора, подготовки и транспорта пластовой воды	50
	4.2.1 Описание технологического процесса утилизации попутнодобываемой воды на участке Ровное	50
<b>5</b>	<b>МЕРОПРИЯТИЯ ПО ВЫПОЛНЕНИЮ РЕКОМЕНДАЦИЙ</b>	54
<b>6</b>	<b>КАЛЕНДАРНЫЙ ГРАФИК ЗАКАЧКИ ПОПУТНО-ДОБЫВАЕМЫХ ВОД</b>	55
<b>7</b>	<b>СПЕЦИАЛЬНЫЙ КОМПЛЕКС МЕРОПРИЯТИЙ ПО ОХРАНЕ НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ</b>	56
	7.1. Мониторинг подземных и поверхностных вод	56

	7.2. Производственный и экологический мониторинг	60
<b>8</b>	<b>ОБЕСПЕЧЕНИЕ ИСПОЛНЕНИЯ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА ПО ЛИКВИДАЦИИ</b>	64
	8.1. Затраты на ликвидацию скважин	65
	8.2. Затраты на установку реперов с тумбами	66
	<b>ТАБЛИЧНЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ</b>	68
	<b>ТЕКСТОВЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ</b>	74

### СПИСОК ТАБЛИЦ В ТЕКСТЕ

№№ п/п	№№ прил.	Наименование	Стр.
1	2	3	4
1.	1.2	Основные сведения о техническом состоянии скважин полигона закачки	16
2.	1.2.1	Расчет коэффициента фильтрации по формуле Дюпюи по результатам пробных откачек	19
3.	1.2.2	Расчет коэффициента приемистости	20
4.	1.2.3	Расчет коэффициента фильтрации по формуле Дюпюи по результатам пробных откачек	20
5.	1.2.4	Результаты компьютерного определения гидрогеологических параметров по результатам опытных нагнетаний	21
6.	1.2.5	Преобразование гидрогеологических параметров в расчетные размерности	22
7.	1.2.6	Основные расчетные гидрогеологические параметры	22
8.	2.1	Глубина залегания и мощности коллекторов неокома	26
9.	2.2.1	Результаты химических анализов подземных вод поглощающего горизонта и попутно добываемых пластовых вод	28
10.	2.2.2	Химический состав подземных вод полигона закачки	29
11.	2.3	Результаты определения расчетных гидрогеологических параметров и выбор их значений для прогнозных гидродинамических расчетов	31
12.	2.4	Рекомендуемые интервалы перфорации в скважинах №№1, 22, 88	32
13.	2.4.1	Расчет увеличения пластового давления в результате закачки сточных вод.	33
14.	2.4.2	Географические координаты угловых точек к намечаемому участку закачки попутно-добываемых вод Ровное	36
15.	2.4.3	Расчет возможных объемов закачки на месторождении Ровное	38
16.	2.4.4	Расчет прироста давления у границы мульды	39
17.	4.1	Физические свойства и химический состав вод, изучаемых на совместимость	43
18.	4.1.1	Гранулометрический состав механических примесей попутно-добываемой воды	45
19.	4.1.2	Коррозионная агрессивность образцов воды на образцах-свидетелях	45



20.	4.1.3	Результаты лабораторных исследований проб воды на содержание СвБ	46
21.	4.1.4	Расчетная карбонатная стабильность исходных вод	47
22.	4.1.5	Расчетная сульфатная стабильность исходных вод	47
23.	4.1.6	Расчетная карбонатная совместимость смеси вод	48
24.	4.1.7	Расчетная сульфатная совместимость смеси вод	48
25.	4.1.8	Результаты определения опытной совместимости вод	49
26.	4.2.1	Объемы строительных работ по системе утилизации попутно-добываемых вод в районе месторождения Ровное	52
27.	6.1	Прогнозируемые объемы попутно-добываемых пластовых вод подлежащих утилизации на месторождении Ровное	55
28.	7.1	Таблица отбора проб воды на анализ в химические лаборатории	59
29.	7.2	Таблица объемов планируемых работ	60
30.	8.1.1	Затраты времени на организацию работ на 1 скважину	65
31.	8.1.2	Стоимость выполнения работ по ликвидации скважин	66

### СПИСОК РИСУНКОВ

№№ п/п	№№ табл.	Наименование	Стр.
<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>
1	1.1	Обзорная карта	11
2	1.2	Схема расположения скважин участка закачки	12
3	1.2.1	Геолого-технический разрез нагнетательной скважины №3	14
4	1.2.2	Геолого-технический разрез нагнетательной скважины №23	15
5	1.2.3	Типовая схема обвязки устья нагнетательных скважин	17
6	1.3	Скважина №3. Полулогарифмические графики КВД по Хорнеру	24
7	1.3.1	Скважина №23. Полулогарифмические графики КВД по Хорнеру	25
8	2.4	Растекание закачиваемых вод	35
9	4.2.1.	Технологическая схема объекта утилизации попутно-пластовой воды участка Ровное	53

### СПИСОК ТАБЛИЧНЫХ ПРИЛОЖЕНИЙ

№№ п/п	№№ прил.	Наименование	Стр.
<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>
		<b>ТАБЛИЧНЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ</b>	68
1.	1	Таблица эффективных водонасыщенных толщин	69

### СПИСОК ТЕКСТОВЫХ ПРИЛОЖЕНИЙ

№№ п/п	№№ прил.	Наименование	Стр.
		<b>ТЕКСТОВЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ</b>	74
1	1	Протокол №1973-18 ГКЭН	75



2	2	Протокол № 2333-21-А от 08.08.2021г ГКЭН	80
3	3	Протокол НТС ТОО «Атыраугидрогеология»	87
4	4	Протокол совместного ГТС АО «Эмбаунайгаз» и ТОО «Атыраугидрогеология»	89
5	5	Письмо-Ответ Комитета контроля качества и безопасности товаров и услуг Министерства здравоохранения РК	
6	6	Письмо-согласование Республиканского гос учреждения «Департамент Комитета индустриального развития и промышленной безопасности Министерства индустрии и инфраструктурного развития Республики Казахстан по Атырауской области»	

### СПИСОК ГРАФИЧЕСКИХ ПРИЛОЖЕНИЙ

№ № п/п	Наименование приложения	Номер приложения	Номер листа приложения	Масштаб приложения	Степень секретности приложения
1	2	3	4	5	6
1	Геологическая карта района работ	1	1	1:200 000	н/с
2	Гидрогеологическая карта района работ	2	1	1:200 000	н/с
3	Гидрогеологическая карта участка работ	3	1	1:5 000	н/с
4	Геолого-гидрогеологические разрезы к гидрогеологической карте участка работ	4	1	Г.1:5 000 В.1:5 000	н/с
5	Структурная карта по кровле неокомского коллектора	5	1	1:10 000	н/с
6	Геологические профили по линиям I-I' и II-II'	6	1	Г.1:10 000 В.1:2 000	н/с
7	Геологические профили по линиям III-III', IV-IV' и V-V'	7	1	Г.1:10 000 В.1:2 000	н/с
8	Структурная карта по отражающему горизонту III (подошва неокома)	8	1	1:50 000	н/с
9	Структурная карта по отражающему горизонту V (кровля нижней юры)	9	1	1:50 000	н/с
10	Геофизические исследования нагнетательных скважин	10	1		н/с
11	Геофизические исследования наблюдательных скважин	11	1		н/с

# **1. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТОВ УТИЛИЗАЦИИ ПОПУТНО-ДОБЫВАЕМЫХ ВОД**

## **1.1 Местоположение и период эксплуатации**

Проектируемый участок эксплуатации пространства недр для утилизации попутно-добываемых вод расположен в составе Исатайском районе Атырауской области, в 10 км юго-восточнее районного центра Аккистау и в 60 км западнее города Атырау. В пяти километрах восточнее месторождения проходит граница между Исатайским и Махамбетским районами (Рис.1.1).

Для размещения объектов утилизации выбрано отработанное нефтяное месторождение Ровное. Источник попутно-добываемых вод - нефтяное месторождение Юго-Западное Камышитовое НГДУ «Жайыкмунайгаз», находится на расстоянии 5км от Ровного.

В 10-12 км севернее месторождения проходят автомобильная и железная дороги Атырау-Астрахань.

В географическом отношении район работ расположен на юго-востоке междуречья Урал-Волга, в прибрежной северной зоне Каспийского моря.

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

Проектируемый период эксплуатации участка эксплуатации пространства недр для утилизации попутно-добываемых вод – 5 лет. Планируемые годы закачки с 2021 по 2026гг.



**Рис.1.1 Обзорная карта**

## **1.2 Система эксплуатации участка закачки и анализ нагнетательных скважин**

Необходимость закачки попутно-добываемых вод в водоносные горизонты месторождения Ровное возникла в связи с увеличением обводненности залежей на соседнем разрабатываемом месторождении Камышитовое Юго-Западное, расположенном в 5 км восточнее от месторождения Ровное. Эксплуатируется месторождение Камышитовое ЮЗ НГДУ «Жайыкмунайгаз». В период составления отчета по выбору резервуара для утилизации попутно-добываемой воды объем закачки формулировался как 500 м<sup>3</sup>/сут и более. В связи с этим ожидаемый объем утилизации 500 м<sup>3</sup>/сут.

Попутно-добываемые воды извлекают вместе с нефтью. По мере выработки залежи увеличивается. С ростом обводненности нефти количество пластовой воды, извлекаемой из недр, увеличивается.

На момент составления проекта были подготовлены 5 скважин (2 нагнетательные и 3 наблюдательные) из фонда законсервированных и ликвидированных скважин АО «Эмбамунайгаз».

Выбор неокомского водоносного горизонта, в качестве поглощающего пласта-коллектора, согласован с Государственной комиссией по экспертизе недр (Протокол № 2333-21-А от 08.08.2021г.).

ТОО «Атыраугидрогеология» был проведен капитальный ремонт в скважинах (КРС) и полевые работы согласно утвержденного проекта с видами и объемами работ.

Полевые работы выполнялись в период III кв. 2019 г. - IV кв. 2020 г. Частично, а именно геофизические и гидродинамические исследования в нагнетательных скважинах выполнила сервисная геофизическая компания ТОО «БатысГеоЗерттеу».

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

Лабораторно-исследовательские работы на совместимость закачиваемых вод с подземными водами неокомского горизонта проведены в лаборатории научно-исследовательского лабораторного центра АО «НИПИнефтегаз».

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

На участке задействованы 2 нагнетательные скважины №№ 3, 23.

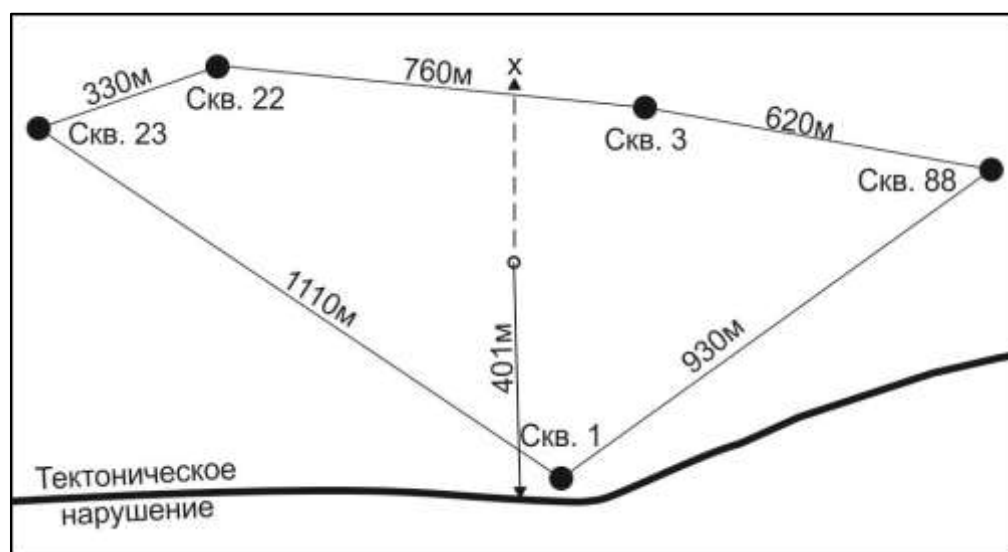


Рисунок 1.2. Схема расположения скважин участка закачки

### **Капитальный ремонт скважин**

Был проведен капитальный ремонт (КРС) во всех 5 скважинах. КРС заключался в разбуривании материалов консервации и ликвидации скважин внутри эксплуатационной колонны долотами и торцовыми фрезами диаметром 118-146мм. Затем проводилось цементирование скважин с целью изолирования затрубного пространства и интервалов перфорации периода эксплуатации месторождения. В завершение выполнялась перфорация проектных интервалов. По мере необходимости в скважинах проводились сопутствующие работы.

В двух нагнетательных скважинах отперфорирован интервал в неокомском водоносном комплексе.

Основные сведения по подготовленным скважинам приведены в таблице 1.2.1.

### **Опытные работы** **Одиночные пробные откачки и закачки**

Во всех 5 скважинах проведены пробные откачки (3 бр/см) и в 2 двух нагнетательных скважинах пробные закачки (1 бр/см).

Целью закачек было установление фактической приемистости и определение готовности скважин к проведению режимных исследований – снятию индикаторной кривой на разных режимах.

**Режимные исследования – снятие индикаторной кривой на разных режимах.**

Продолжительность исследований на каждой из ступеней составила трое суток. Общая продолжительность исследований на одну скважину - 10 суток или 30 бр/см.

Для закачки использовалась попутно добываемая пластовая вода с месторождения Камышитовое Юго-Западное. Объем закачиваемой воды определялся расходомером (СТВХ-65). Давление на устье скважины замерялось и записывалось электронным устьевым манометром (УсМан ООО «ГИСАЛЛ»), в скважине – глубинным манометром Микон -107.

На время проведения гидродинамических исследований нагнетательные скважины оборудовались колонной насосно-компрессорных труб. Схема оборудования показана на примере скважины №3,23, рисунок 1.3.

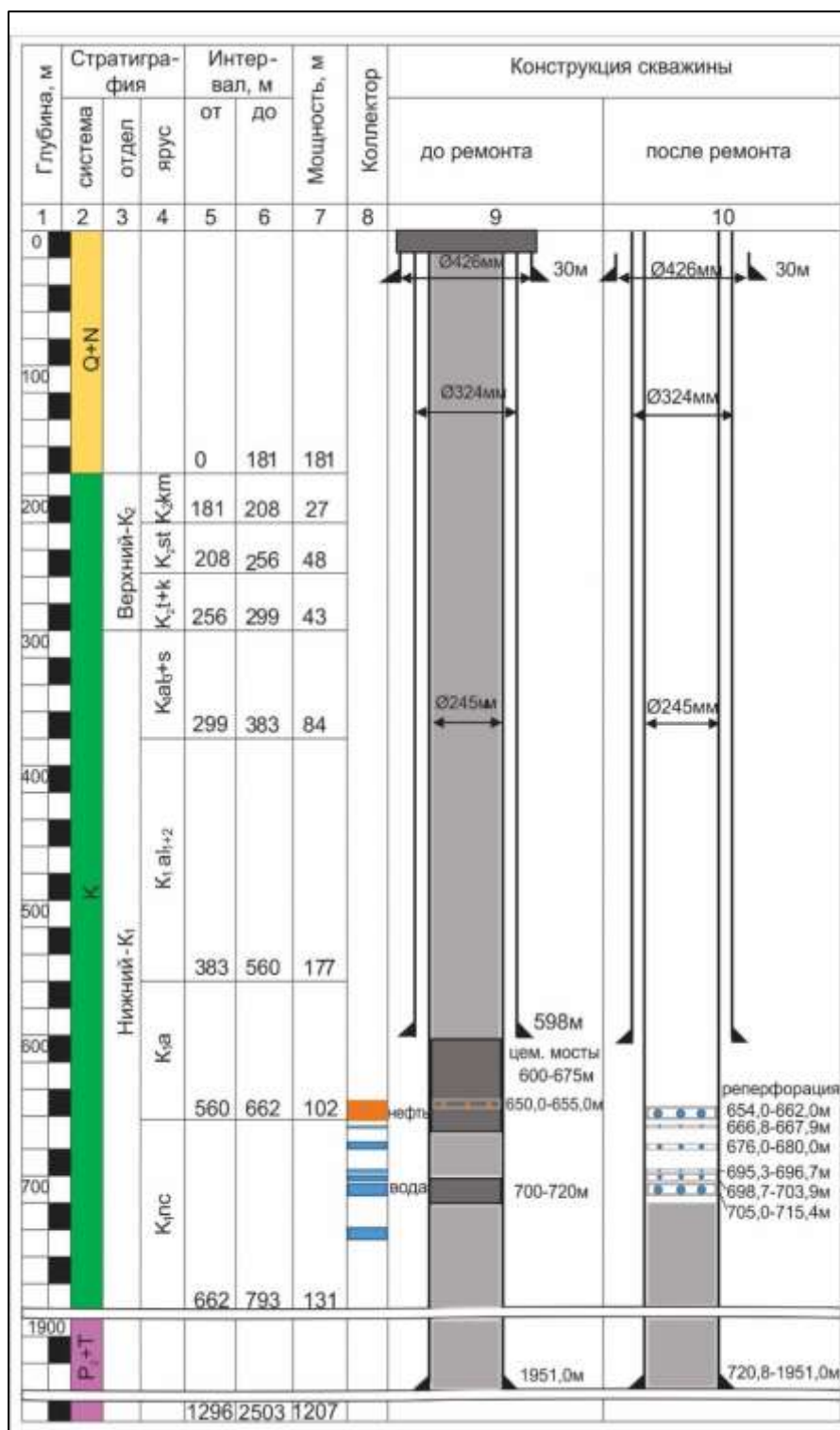


Рисунок 1.2.1 Геолого-технический разрез нагнетательной скважины №3

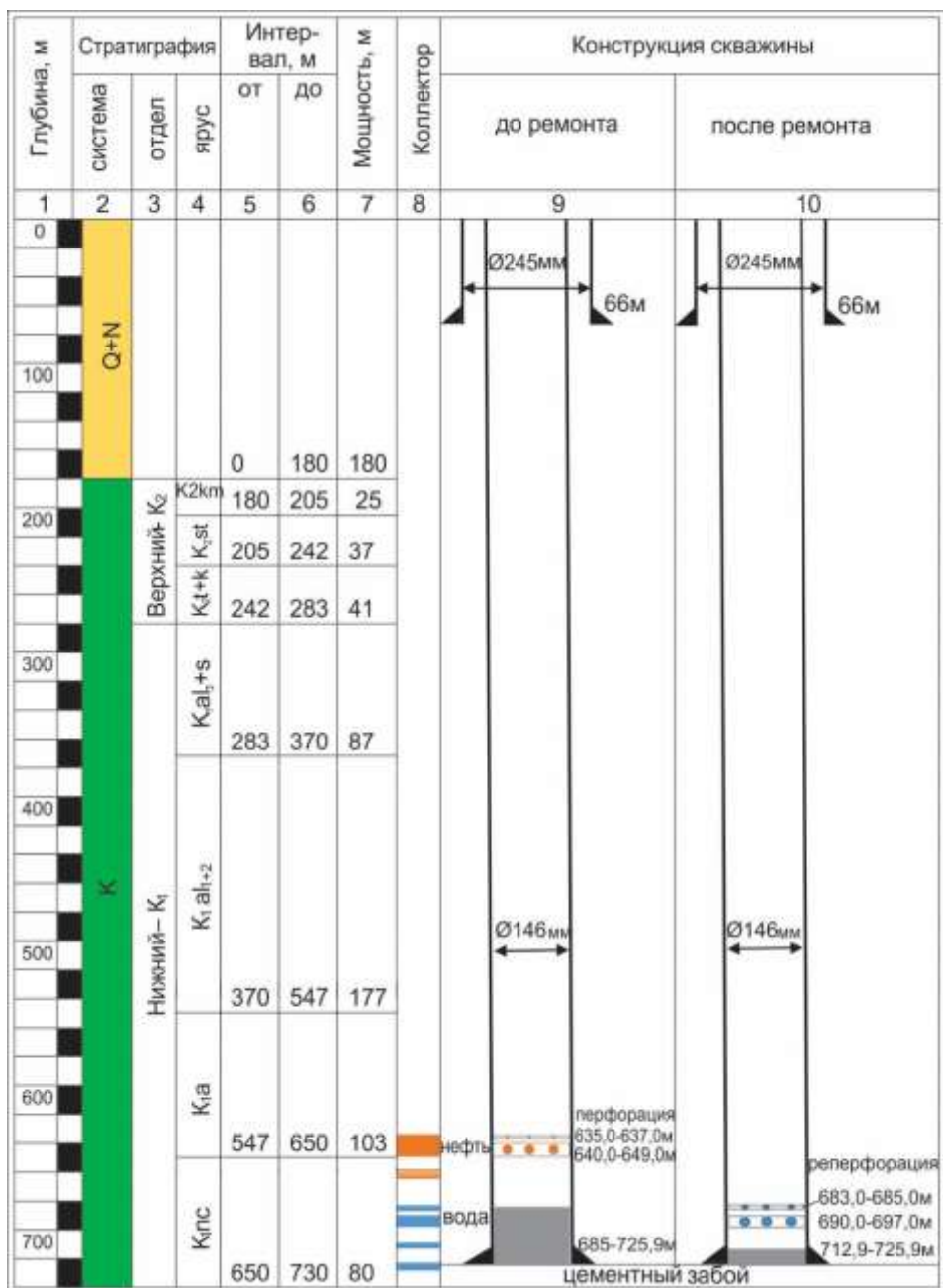


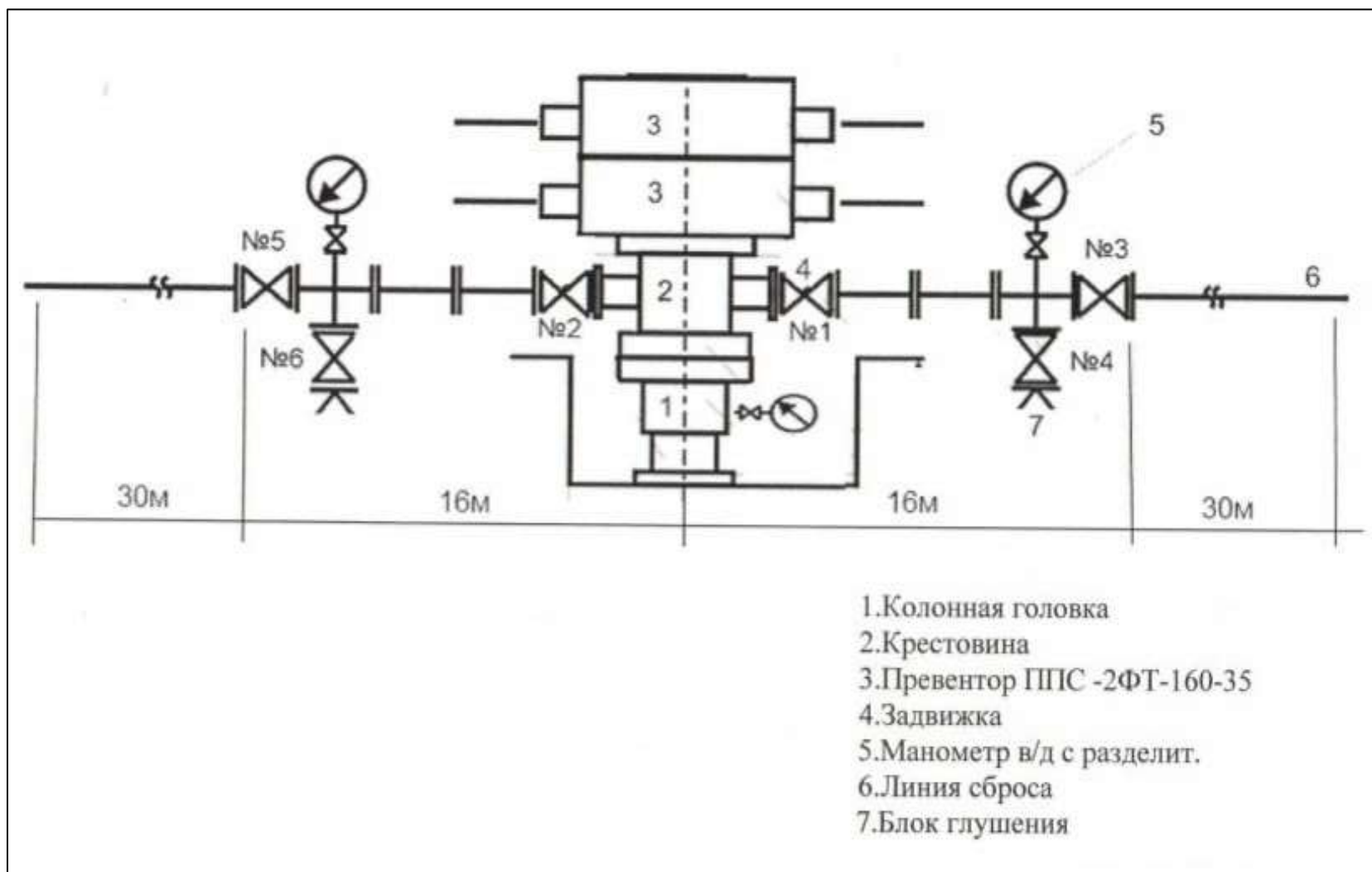
Рисунок 1.2.2 Геолого-технический разрез нагнетательной скважины №23



Таблица 1.2

## Основные сведения о техническом состоянии скважин полигона закачки

№№ п/п	Вид информации	Номера скважин				
		нагнетательные		наблюдательные		
		3	23	15	118	19
1	Статус скважины до ремонта	Ликвидированная	В консервации	В консервации	В консервации	В консервации
2	Цементный забой до ремонта, м	700	685	657	670	666
3	Цементный забой после ремонта, м	720,8	712,9	682	683	630
	<i>Конструкция скважины</i>					
4	Направление, диаметр-длина	426мм x 30м	-	324мм x 25м	324мм x 27м	-
5	Техническая колонна, диаметр-длина	324мм x 598м	245мм x 66м	245мм x 300м	245мм x 191м	245мм x 52м
6	Эксплуатационная колонна, диаметр-длина	245мм x 1951м	146мм x 725,9м	168мм x 813,3м	168мм x 698м	146мм x 695,5м
7	Ранее перфорированный интервал, м	650,0-655,0	635,0-637,0 640,0-649,0	624,0-632,0 644,5-645,5 655,0-658,0	625,0-628,9 644,0-647,0	649,5-652,0
8	Возраст инт. перфорации	K <sub>1a</sub>	K <sub>1a</sub>	K <sub>1nc-a</sub>	K <sub>1a</sub>	K <sub>1a</sub>
9	Интервал установки цементного моста, м					630-652
10	Интервал перфорации после ремонта, м	654,0-662,0* 666,8-667,9 676,0-680,0 695,3-696,7 698,7-703,9 705,0-715,4	683,0-685,0 690,0-697,0	663,9-677	669,0-670,0 673,0-677,0	406,5-410,0
11	Возраст инт. перфорации	K <sub>1nc-a</sub>	K <sub>1nc</sub>	K <sub>1nc</sub>	K <sub>1nc</sub>	K <sub>1al3-K2s</sub>



**Рис. 1.2.3 Типовая схема обвязки устья нагнетательных скважин**

### **Снятие кривой падения давления (КПД)**

После каждой ступени нагнетания проводились наблюдения за падением устьевое и пластового давления в нагнетательной скважине. Время снятия падения устьевое и пластового давления при каждом из режимов составляло 1 бр/см.

Наблюдение за восстановлением устьевое давления проводилось по устьевому манометру, а пластового давления - глубинным электронным манометром.

### **Геофизические исследования в скважинах**

После разбуривания скважин выполнялся комплекс ГИС с целью оценки их технического состояния. Применялись следующие методы: термометрия; манометрия; влагометрия; гамма-каротаж; локатор муфт; АКЦ (акустическая цементометрия). Исследования проводились в масштабах 1:500, 1:200.

После цементирования скважины и разбурки цементного стакана определялась герметичность эксплуатационной колонны опрессовкой при давлении 40 атмосфер и выполнялся комплекс ГИС в динамическом режиме (при наливке воды в скважину). Основным методом исследований были различные виды расходомерии. Комплекс ГИС выполнялся в масштабах 1:500, 1:200 и включал в себя следующие методы: термометрия; манометрия; СТИ (термоиндуктивная расходомерия); термодобитометрия РДГ800; РДГ1000; РДГ1200.

После выполнения всех методов делалось заключение о герметичности эксплуатационной колонны, при необходимости выполнялось повторное цементирование. В завершение проводилась перфорация проектных интервалов.

### **Опробование и лабораторные работы**

Для изучения пластовых и закачиваемых вод отбирались пробы из капитально отремонтированных скважин и попутно-добываемой воды с месторождения Юго-Западное Камышитовое.

На сокращенный химический анализ (СХА) отобрано семь проб = пять из скважин и две пробы попутных вод. На определение совместимости были отобраны пробы с контрольным анализом.

Анализы отобранных проб проводились в аттестованных лабораториях.

### **Результаты пробных откачек**

Пробные откачки проводились в четырех скважинах. Перфорация водоносных горизонтов в скважинах выполнена на всю мощность пластов, находящихся между прослоями глин, и соответственно скважины совершенные по степени вскрытия водоносного горизонта.

Расчет коэффициента фильтрации по формуле Дюпюи по данным откачек приведен в таблице 1.2.1.

Таблица 1.2.1

Расчет коэффициента фильтрации по формуле  
Дюпюи по результатам пробных откачек

№ п/п	Номер сква-жины	Q, м³/сут	S, м	R, м	г, м	т, м	К <sub>ф</sub> , м/сут
1	3	51,84	19,93	69	0,122	22,1	0,119
2	15	51,84	28,3	136	0,084	9,2	0,234
4	23	51,84	17,3	109	0,073	8,9	0,391
5	118	43,2	30,35	169	0,084	5,5	0,313
Среднее:							<b>0,26</b>

Коэффициент фильтрации буферного альб-сеноманского водоносного комплекса, по результатам откачки из скважины 19, равен 1,23 м/сут.

Ход и графики проведения откачек приведены в отчете по результатам разведочных работ ТОО «Атыраугидрогеология».

Краткая информация по пробным откачкам в нагнетательных скважинах приведена ниже:

### **Скв 3**

Начало откачки 08ч00м 29.11.2019 г

Время остановки 05ч00м 30.11.2019 г

Восстановление уровня с 05ч00м 30.11.2019 г до 23ч00м 30.11.2019 г

Н ст = 21,62 м

Ндин = 41,55 м

Q = 0,6 л/с

### **Скв 23**

Начало откачки 08ч00м 04.12.2019 г

Время остановки 05ч00м 51.12.2019 г

Восстановление уровня с 05ч00м 05.12.2019 г до 16ч00м 05.12.2019 г

Н ст = 30,8 м

Ндин = 48,1 м

Q = 0,6 л/с

### **Результаты пробных закачек в нагнетательные скважины**

#### ***Определение приемистости скважин***

Пробные закачки проводились в скважинах №№3, 23. Каждая закачка выполнялась на трех режимах - при трех ступенях расхода. По результатам закачек определены зависимости приемистости скважин от изменения давления и приемистость на единицу давления – одну атмосферу (устьевой и глубинный манометры дают показания в атмосферах).

Результаты исследований по определению коэффициента приемистости сведены в таблицу 1.2.2.

Таблица 1.2.2.

Расчет коэффициента приемистости

Параметр	Скважина №3			Скважина №23		
	первая ступень	вторая ступень	третья ступень	первая ступень	вторая ступень	третья ступень
$Q_n$ , м <sup>3</sup> /сут	200	373	484	160	284	525
$\Delta P$ , атм	45,83	41,73	39,83	13,15	12,18	14,16
$K_{пр}$ , (м <sup>3</sup> /сут)/атм	4,36	8,94	12,15	12,17	21,68	37,07
	$K_{пр\text{среднее}} = 8,48$ (м <sup>3</sup> /сут)/атм			$K_{пр\text{среднее}} = 23,64$ (м <sup>3</sup> /сут)/атм		

Графики зависимости давления и дебита при разных режимах закачки приведены в отчете по результатам разведочных работ ТОО «Атыраугидрогеология».

**Определение коэффициента фильтрации по результатам закачек по формуле Дюпюи.**

Расчет коэффициента фильтрации по формуле Дюпюи по результатам пробных откачек приведены в таблице 1.2.3.

Таблица 1.2.3

Расчет коэффициента фильтрации по формуле Дюпюи по результатам пробных откачек

№ п/п	Номер скважины	Q, м <sup>3</sup> /сут	S, м	R, м	r, м	m, м	K <sub>ф</sub> , м/сут
1	3	51,84	19,93	69	0,122	22,1	0,119
2	15	51,84	28,3	136	0,084	9,2	0,234
4	23	51,84	17,3	109	0,073	8,9	0,391
5	118	43,2	30,35	169	0,084	5,5	0,313
Среднее							<b>0,26</b>

**Определение расчетных гидрогеологических параметров по результатам КВД закачек.**

Графики восстановления давления после закачек в координатах Хорнера (ось абсцисс –  $\lg(T/(T+\Delta t))$ , ось ординат –  $P(t)$ ) приведены в отчете по результатам разведочных работ ТОО «Атыраугидрогеология».

Все данные пробных закачек были загружены в компьютер и обработаны модулем "Saphir"- специализированного программного обеспечения "КАППА", предназначенного для анализа данных гидродинамических исследований скважин.

Результаты компьютерной обработки представлены в текстовых приложениях Отчета о результатах работ по объекту «Разведка полигона...» и сведены в таблицу 1.2.4.

Пробные закачки были проведены качественно, что отражено на графиках КВД в билогарифмическом масштабе.

Положительное значение скин-фактора указывает на то, что приствольная зона пласта обладает худшими фильтрационными свойствами по сравнению с удаленной от скважины зоной.

Проницаемость определена в пределах 584-4810 мД, пьезопроводность – 14,16-111,66 м<sup>2</sup>/сек, коэффициент продуктивности (приемистость) – 8,48-23,6(м<sup>3</sup>/сут)/атм.

Таблица 1.2.4

Результаты компьютерного определения гидрогеологических параметров по результатам пробных закачек

№№ п/п	Параметр	Единица измерения	Скв. 3	Скв. 23
1	2	3	4	5
1	Коэффициент ствола скважины, С	м <sup>3</sup> /мПа	0,0741	1,28
2	Проницаемость, к	мД	584	4810
3		мкм <sup>2</sup>	0,58	4,81
4		м <sup>2</sup>	5,84·10 <sup>-13</sup>	4,8·10 <sup>-12</sup>
5	Скин-фактор, S		6,7	6,0
7	Радиус исследования, R <sub>inv</sub>	м	114	133
8	Коэффициент продуктивности, К <sub>пр</sub>	(м <sup>3</sup> /сут)/атм	8,48	23,6
9	Экстраполированное пластовое давление на глубине замера, р*	атм	68,90	68,50
10	Общая сжимаемость системы, с <sub>t</sub>	1/Па	1,72·10 <sup>-10</sup>	1,72·10 <sup>-10</sup>
11	Гидропроводность общая	(мД·м)/сПз	17 600	43 300
12		(мкм <sup>2</sup> ·м)/(мПа·с)	17,6	43,3
13	Пьезопроводность общая, к=к/Phi·mu·с <sub>t</sub>	м <sup>2</sup> /с	14,16	116,66

Коэффициент фильтрации определен по формуле 1.2.

$$K_{\phi} = \frac{k \cdot \rho}{\mu} (\text{м/с}) \quad (1.2)$$

Где  $\rho$  – плотность закачиваемой воды в системе СИ, равная  $11497,3 \text{ кг/м}^3 \cdot \text{с}^2$  ( $1172 \text{ кг/м}^3 \cdot 9,81 \text{ м/с}^2$ ). Результаты преобразований показаны в таблице 1.2.5.

Таблица 1.2.5

Преобразование гидрогеологических параметров в расчетные размерности

Параметр	Единица измерения	Скважина 3	Скважина 23
Проницаемость, $k$	$\text{м}^2$	$5,84 \cdot 10^{-13}$	$4,8 \cdot 10^{-12}$
Коэффициент фильтрации по формуле 8.5, $K_f$	$\text{м/с}$	$3,904 \cdot 10^{-6}$	$3.208 \cdot 10^{-5}$
Коэффициент фильтрации, $K_f$	$\text{м/сут}$	0.34	2,77
Пьезопроводность, $a$	$\text{м}^2/\text{сут}$	$1,22 \cdot 10^6$	$1,0 \cdot 10^7$

### **Основные расчетные гидрогеологические параметры по результатам опытных работ**

В качестве основного коллектора для утилизации попутно-добываемых вод на участке закачки Ровное принят неокомский комплекс.

Основные расчетные гидрогеологические параметры приведены в нижеследующей таблице 1.2.6

Таблица 1.2.6

### **Основные расчетные гидрогеологические параметры**

Наименование параметров	Единица измерения	Значения параметров		
		пределы		принятые
		от	до	
Мощность пласта	м	5,5	38,6	20,3
Коэффициент фильтрации по результатам пробных откачек	м/сут	0,12	0,39	0,26
Коэффициент фильтрации по данным опытных нагнетаний*	м/сут	0,034		-
Коэффициент пьезопроводности по данным опытных нагнетаний*	$\text{м}^2/\text{сут}$	$1,22 \cdot 10^6$		$1,22 \cdot 10^6$
Открытая пористость по геофизическим данным				0,29
Удельный вес закачиваемой воды	$\text{т/м}^3$	1,172		1,172
Время эксплуатации	сут			6205

Примечание: определения гидрогеологических параметров по опытным нагнетаниям в скважину 23 не являются достоверными

Все расчетные параметры апробированы ГКЭН РК.



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

Схема расположения скважин участка закачки попутно-добываемых вод Ровное приведена на рис.1.2

На полигоне задействованы три наблюдательные скважины №№ 15, 118, 19.

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

Основные сведения по подготовленным скважинам приведены в таблице 1.2.1.

Аналогично как в нагнетательных были проведены пробные откачки в наблюдательных скважинах продолжительностью 3 бр/см, наблюдения за восстановлением уровня и отбор проб воды на лабораторные исследования.

**Комплекс ГИС** выполнялся аналогично как в нагнетательных скважинах с целью оценки их технического состояния.

В наблюдательной скважине №19 ГИС проведен в статическом режиме следующими методами: термометрия; давление; влагометрия; резистивиметрия; ГК; локатор муфт; АКЦ; ЭМДС; ИННК.

В динамическом режиме выполнены следующие методы: термометрия; СТИ; давление; влагометрия; резистивиметрия.

Исследования проводились в масштабе 1:500.

Комплекс исследований позволил оценить состояние скважины, толщину стенок эксплуатационной колонны. Нарушений герметичности колонны не выявлено. Перфорация проведена в проектном интервале.

### Результаты замеров уровней воды

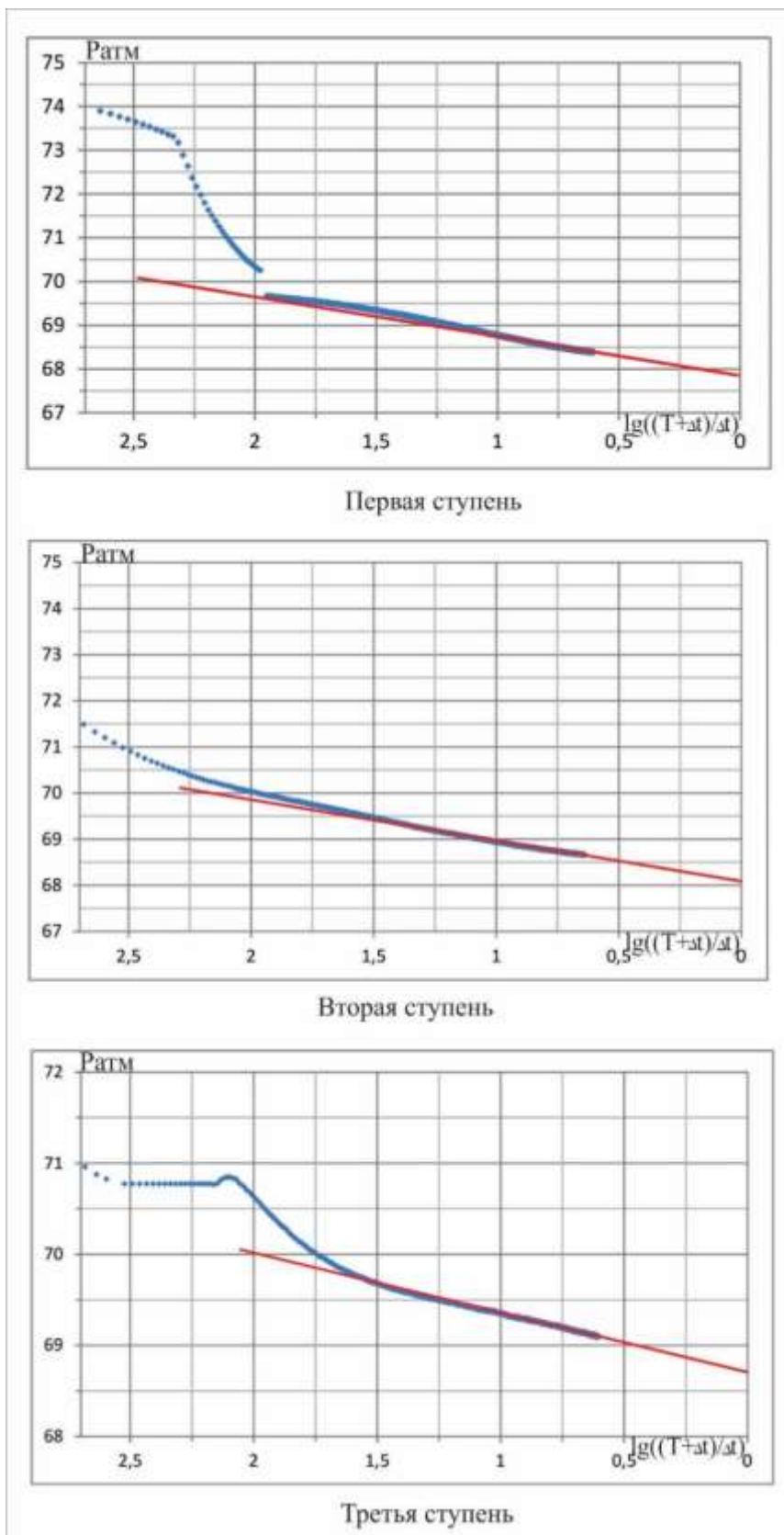


Рисунок 1.3 Скважина №3. Полулогарифмические графики КВД по Хорнеру

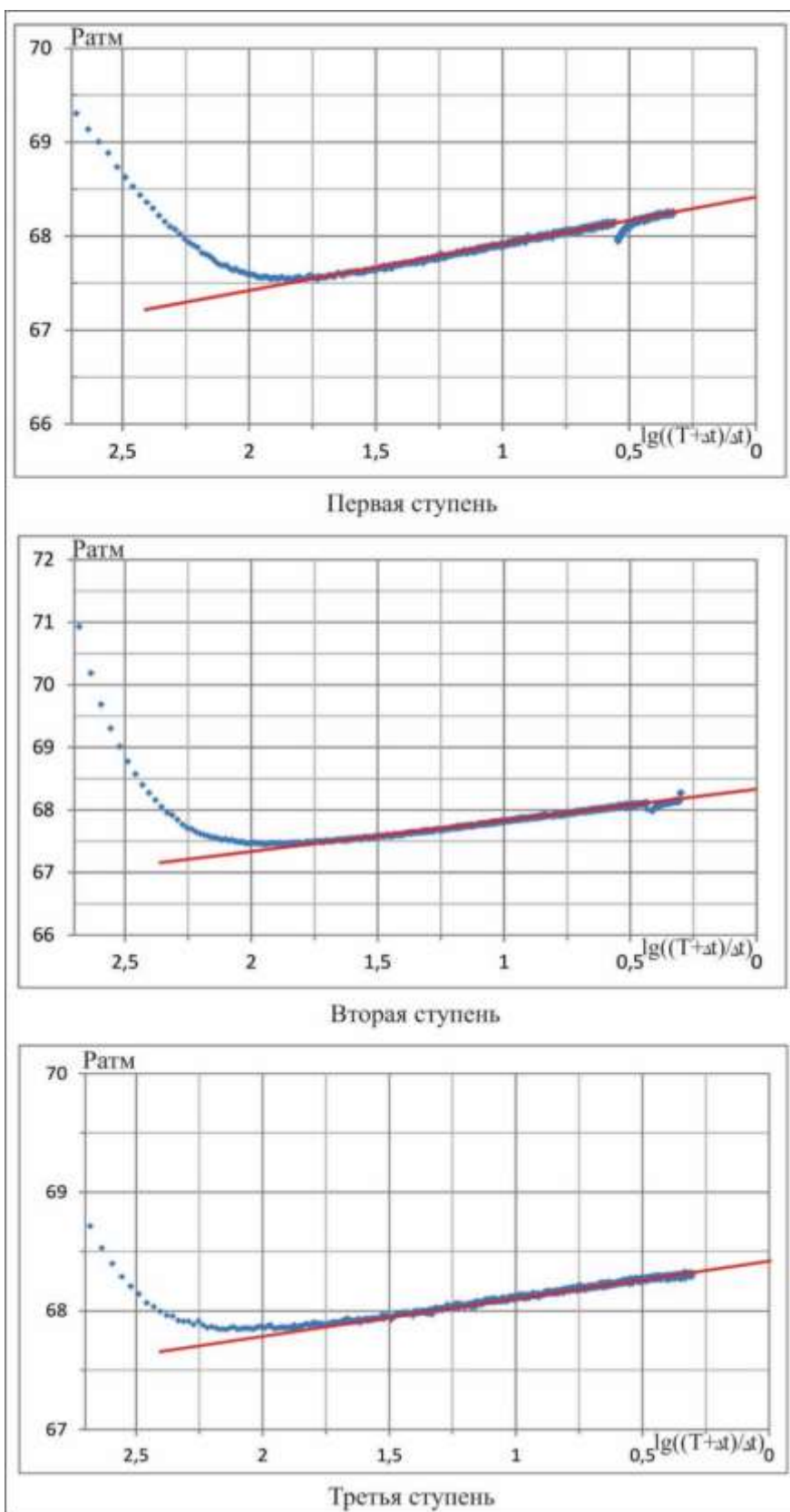


Рисунок 1.3.1 Скважина №23. Полулогарифмические графики КВД по Хорнеру

## 2. ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ПОДЗЕМНОГО СООРУЖЕНИЯ

### 2.1 Характеристика коллектора

Описываемая территория относится к Северо-Каспийскому поднятию в пределах Астраханско-Актюбинской системы поднятий. В пределах Северо-Каспийского поднятия выделяются Астраханская, Октябрьская, Новобогатинская, Баксайская антиклинальные структуры. Изучаемая площадь находится на северном склоне Новобогатинского мезокайнозойского регионального поднятия. Новобогатинское поднятие представляет собой субшироко ориентированный объект.

Структура Ровное приурочена к Южному склону Новобогатинского поднятия и к соляному отрогу, протягивающемуся от соляного ядра площади Камышитовый в сторону солянокупольной структуры Мартыши. Глубина залегания поверхности соли минус 1400-1600 м.

Эффективная мощность коллекторов неокома изменяется от 5,5 до 38,6 м и составляет в среднем 20,3 м.

Поглощающий горизонт опробован пробными откачками и опытными нагнетаниями. Среднее значение коэффициента фильтрации по скважинам равно 0,23 м/сут. Коэффициент пьезопроводности  $1,22 \cdot 10^6$  м<sup>2</sup>/сут.

На месторождении Ровное мощность нижнемеловых отложений изучалась по каротажным диаграммам разведочных и эксплуатационных скважин. По каротажным данным определены глубина залегания отложений и мощности коллекторов.

В неокоме выделяется от трех до восьми водонасыщенных коллекторов. Суммарные эффективные мощности коллекторов показаны в таблице 2.1.

Таблица 2.1

Глубина залегания и мощности коллекторов неокома

№№ п/п	Номер скважины	Интервал отложений неокома, м	Эффективная мощность коллектора, м
1	1	658-768	34,8
2	3	662-793	33,0
3	11	674-800	38,6
4	15	632-749	24,8
5	18	683-750	22,0
6	19	659-710	12,8
7	22	662-750	28,6
8	23	650-732	21,5
9	32	567-676	19,0
10	35	696-810	24,8
11	53	658-730	8,1
12	58	642-750	20,5
13	88	658-700	10,9
14	102	645-700	13,1

15	118	635-700	5,5
Среднее			<b>20,3</b>
Минимум			<b>5,5</b>
Максимум			<b>38,6</b>

Расчет эффективной мощности неокомских коллекторов приведен в разделе 8 и равен в среднем 20,3м при изменениях от 5,5 до 38,6 м.

Поглощающий горизонт опробован пробными откачками и опытными нагнетаниями. Среднее значение коэффициента фильтрации по скважинам равно 0,23 м/сут. Коэффициент пьезопроводности  $1,22 \cdot 10^6$  м<sup>2</sup>/сут.

Коэффициент пористости определен в отчете [10] равным 29%. Данное значение получено по результатам интерпретации ГИС.

В неокоме выявлено от 2 до 7 коллекторов. Суммарная мощность коллекторов показана в таблице 8.5. Она изменяется от 5,5 до 38,6м при среднем значении 20,3м. При этом следует иметь ввиду, что не все скважины пройдены до подошвы неокома, неучтенные при этом глубоко залегающие коллектора при расчетах идут в «запас прочности».

Водоносные коллектора в неокоме литологически представлены песками и песчаниками. При разведке полигона закачки они опробованы четырьмя пробными откачками и двумя опытными нагнетаниями. Лабораторные исследования керн не проводились.

Коэффициент фильтрации, по результатам пробных откачек, в среднем равен 0,26 м/сут при изменениях от 0,12 до 0,39 м/сут. Определенный при нагнетаниях коэффициент пьезопроводности равен  $1,22 \cdot 10^6$  м<sup>2</sup>/сут. Пористость, по каротажным данным, равна 0,29.

## 2.2 Характеристика пластовых вод неокомского резервуара

Попутно-добываемые воды на месторождении Камышитовое ЮЗ образуются при добыче углеводородов из нескольких залежей этого месторождения. Для утилизации на РВС месторождения Ровное по водоводу будет поступать смесь этих вод. Физико-химический состав данной смеси охарактеризован пробой, взятой с доставленных на РВС месторождения Ровное попутно-добываемых вод.

Минерализация вод составляет 273,4 г/л при плотности 1,172 г/см<sup>3</sup>, соленость в градусах Боме - 21,2°Be. По В.А. Сулину воды хлоридно-кальциевые. Водородный показатель рН равен 6,65 – воды нейтральные.

Концентрация хлора 165,1 г/л при содержании щелочных металлов 105,0 г/л. Содержание кальция 0,94г/л, магния - 0,7 г/л. Сероводород не обнаружен, концентрация сульфатов незначительная, в пределах 0,32 г/л, содержание гидрокарбонатов 0,3 г/л.

Результаты химических анализов этих проб приведены в таблице 2.2.1

Анализы проб воды, отобранных в период разведки участка закачки, проводились в химической лаборатории ТОО «Атыраугидрогеология», аккредитованной на соответствие требованиям ГОСТ ИСО/МЭК 17025-2009 в Государственной системе Технического Регулирования и метрологии РК, аттестат аккредитации № KZ.T.06.0555 от 24 октября 2019г.

Таблица 2.2.1

Результаты химических анализов подземных вод  
поглощающего горизонта и попутно добываемых пластовых вод

Место отбора	Ca <sup>++</sup>	Mg <sup>++</sup>	Na <sup>+</sup> +K <sup>+</sup>	Cl <sup>-</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>--</sup>	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	Общая минерализация	pH
скв417 (набл)	5010	1094	77111	130260	472	573	214520	6,51
скв130 (нагн)	6413	2006	75928	134074	203	61	218685	5,67
скв242 (нагн)	6313	1642	72711	127945	119	43	208773	5,97
Попутно добыв.	6012	1459	74943	130260	166	92	212932	6,18

По классификации Сулина В.А. воды хлоридно-кальциевого типа. По степени минерализации они относятся к крепким рассолам, по величине pH слабокислые.

По результатам анализов видно, что за четверть века эксплуатации полигона подземные воды поглощающего неокомского горизонта практически сравнялись по химическому составу с закачиваемыми попутно-добываемыми пластовыми водами.

Таблица 2.2.2

Химический состав подземных вод полигона заправки

№ пп	№ скв.	Интервал прострела, м	Дата отбора	Горизонт	Удельный вес, г/см³	Соленость, гр. Бе	pH	мг/л, мг-экв/л, %-экв						Общая минерализация, мг/л	Минерализация, г/л	Общая жесткость, мг-экв/л	Тип воды по Сулину
								HCO <sup>3-</sup>	Cl <sup>-</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>-2</sup>	Ca <sup>2</sup>	Mg <sup>2+</sup>	Na <sup>+</sup> + K <sup>+</sup>				
Пластовые воды полигона закачки																	
1	3	654,0-662,0 666,8-667,9 676,0-680,0 695,3-696,7 698,7-703,9 705,0-715,4	29.11.2019	K <sub>1nc</sub>	1.174	21,5		61	128333	2137	1200	1131	81110	214501	214,50	155,05	Cl-Mg
								1,00	3615,00	44,48	60,00	93,00	3525,08	7356,16			
									98	1	2	3	95	100			
2	15	663,9-677	17.10.2019	K <sub>1nc</sub>	1,153	19,1	8,07	81	113245	5898	600	1289	73231	194237	194,24	136,00	Cl-Mg
								1,00	3190,00	122,78	30,00	106,00	3178,18	6628,36			
									96	4	1	3	96	100			
3	19	406,5-410,0	17.10.2019	K <sub>1al+s</sub>	1,186	22,5	7,79	37	137918	630	480	1496	96611	227545	227,54	147,00	Cl-Ca
								0,60	3885,00	13,12	24,00	123,00	3764,12	7822,24			
									99	1	1	3	96	100			
4	23	683,0-685,0 690,0-697,0	05.12.2019	K <sub>1nc</sub>	1,254	29,1	7,86	61	177500	4411	2200	1824	111096	297217	297,22	260,00	Cl-Ca
								1,00	5000,00	91,84	110,00	150,00	4832,84	10185,68			
									98	2	2	3	95	100			
5	118	669,0-670,0 673,0-677,0	20.12.2019	K <sub>1nc</sub>	1,190	23,0	7,88	49	133835	8780	3000	1581	84567	231857	231,86	280,00	Cl-Mg
								0,80	3770,00	182,79	150,00	130,00	3674,39	790878			
									95	5	4	3	93	100			



### 2.3 Оценка изоляции резервуара

В пределах структуры Ровное существуют благоприятные условия для создания полигона закачки, обусловленные мощным региональным водоупором – глинистыми отложениями апта, перекрывающим сверху поглощающие горизонты неокома. Глины апта обычно темно-серые, почти черные, жирные на ощупь. Мощность аптского водоупора на структуре Ровное превышает 90м.

Альб-сеноманский комплекс (верхнеальбский водоносный горизонт и нижний водоносный пласт сеноманского горизонта совместно) 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. Водоносный альб-сеноманский комплекс является именно таковым, поскольку содержащиеся в нем пластовые воды характеризуются высокими значениями минерализации и не пригодны для питьевых и бальнеологических целей, с невысокими концентрациями микроэлементов, не пригодных в качестве гидроминерального сырья.

В основании альб-сеноманских отложений залегают преимущественно глинистые породы нижнего и среднего альба. Вскрытая скважинами мощность этих глин на структуре Ровное составляет 139-178м. Региональная распространенность этих глин создает дополнительную изоляцию неокомского резервуара.

Непосредственно над буферным горизонтом находится водоупорный горизонт верхнемеловых отложений туронского и коньякского ярусов, представленных преимущественно мергелями. Мощность этих отложений на структуре Ровное 20-50м.

Выше по разрезу находится еще один водоупорный горизонт – отложения мергеля мощностью 40-90м кампанского яруса верхнего мела.

Эти два водоупорных горизонта изолируют буферный горизонт от неоген-четвертичных водоносных горизонтов.

Нижним водоупором неокомских коллекторов являются отложения глин и мергелей верхней юры. Мощность верхнеюрских отложений превышает 100м.

Однако в 15-20 км от структуры Ровное неокомские коллекторы выходят под неоген-четвертичные отложения, перекрывающими неоком рыхлыми породами мощностью 100 - 200м, уменьшаясь местами до 30м (Скважины 21 и 23 в районе месторождения Новобогатинское Западное).

На основании вышеизложенного можно сделать вывод что, несмотря на благоприятные условия для создания полигона закачки на месторождении Ровное, строительство постоянно действующего полигона закачки невозможно из-за открытости мульды к северу и северо-востоку от структуры Ровное.

При выборе расчетных значений приняты следующие соображения:

- Среднее значение мощности коллектора по пяти расчетным скважинам составляет 25,8м, но для надежности расчетов принято среднее значение мощности по площади месторождения – 20,3м.
- Коэффициент фильтрации определялся опытными нагнетаниями и пробными откачками. Результаты определения по пробным откачкам и по достоверному значению по нагнетаниям в скважину 3 сопоставимы. Для надежности гидродинамических расчетов значения коэффициента фильтрации приняты по результатам пробных откачек, так как коэффициент фильтрации по данным опытных нагнетаний определялся при больших давлениях.
- Значения коэффициента пьезопроводности приняты по результатам опытного нагнетания в скважине 3. Значения коэффициента пьезопроводности по скважине 23 не являются достоверными;
- Пористость принята по геофизическим данным, приведенным в отчете [10];
- Удельный вес закачиваемой воды определен при лабораторных исследованиях.

Таблица 2.3

Результаты определения расчетных гидрогеологических параметров и выбор их значений для прогнозных гидродинамических расчетов

Наименование параметров	Единица измерения	Значения параметров		
		пределы		принятые
		от	до	
Мощность пласта	м	5,5	38,6	20,3
Коэффициент фильтрации по результатам пробных откачек	м/сут	0,12	0,39	0,26
Коэффициент фильтрации по данным опытных нагнетаний*	м/сут	0,034		-
Коэффициент пьезопроводности по данным опытных нагнетаний*	м <sup>2</sup> /сут	1,22·10 <sup>6</sup>		1,22·10 <sup>6</sup>
Открытая пористость по геофизическим данным				0,29
Удельный вес закачиваемой воды	т/м <sup>3</sup>	1,172		1,172
Время эксплуатации	сут			6205

Примечание: определения гидрогеологических параметров по опытным нагнетаниям в скважину 23 не являются достоверными.

## 2.4 Границы и площадь участка эксплуатации пространства недр для утилизации попутно-добываемых вод

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

При расчете увеличения пластового давления принято во внимание, что доказанная суммарная приемистость 2-х нагнетательных скважин составляет

1069 м<sup>3</sup>/сут при потребности 2500 м<sup>3</sup>/сут на конец срока эксплуатации. Таким образом, двух подготовленных скважин недостаточно для захоронения требуемых объемов попутно-добываемых вод. Для работы полигона закачки требуется минимум пять скважин. Для дальнейших расчетов в схему полигона закачки добавлено три скважины – скважины №№ 1, 22, 88. В таблице 9.1 даны рекомендуемые интервалы перфорации в добавленных трех скважинах.

Таблица 2.4

Рекомендуемые интервалы перфорации в скважинах №№1, 22, 88

Номер скважины	1	22	88
Интервалы перфорации, м	684,0-693,9 697,1-717,0 744,7-749,7	673,2-677,6 685,6-688,8 695,8-700,2 703,8-706,6 708,0-710,2 723,4-727,4	670,1-672,8 686,4-688,3 696,4-698,0

При необходимости перевода этих скважин под нагнетание возможны технические проблемы, связанные с состоянием эксплуатационной колонны. При невозможности выполнения работ по техническим причинам возможна замена скважин на другие на основе геолого-технического протокола

Избыточный напор в метрах (S) при нагнетании в полуограниченном пласте определяется по формуле [9]:

$$S = \frac{100 \cdot \Delta P}{\gamma} = \frac{Q}{2 \cdot \pi \cdot K_{\phi} \cdot m} \ln \frac{1,85 \cdot a \cdot t}{R_0 \cdot l}, \quad (2.4)$$

где:  $\Delta P$  – изменение давления, мПа;

$Q$  – объем закачки в скважины, м<sup>3</sup>/сут;

$K_{\phi}$  – коэффициент фильтрации, м/сут;

$m$  – эффективная мощность коллектора, м;

$a$  – пьезопроводность, м<sup>2</sup>/сут;

$R_0$  – приведенный радиус узла скважин, м;

$t$  – время эксплуатации, сут;

$l$  – расстояние до непроницаемой границы пласта от центра «большого колодца», м;

$\gamma$  – удельный вес закачиваемой воды, г/см<sup>3</sup>.

$R_0$  определяется по следующей формуле:

$$R_0 = \frac{L}{2 \cdot \pi} \quad (2.5)$$

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

$R_0 = (1110+330+760+620+930)/(2 \cdot 3,14) = 596$  м. Местоположение центра «большого колодца» определено в программе MapInfo.

Для расчета увеличения пластового давления по формуле 2.4 применены следующие значения параметров, взятые из таблицы 2.3:

$k - 0,26$  м/сут;

$m - 20,3$  м;

$\alpha - 1,22 \cdot 10^6$  м<sup>2</sup>/сут;

$l - 401$  м;

$\gamma - 1172$  кг/м<sup>3</sup>.

Результаты расчета показаны в таблице 2.4.1

Таблица 2.4.1

Расчет увеличения пластового давления в результате  
закачки сточных вод.

№№ п/п	Годы	Q, м <sup>3</sup> /сут	Q, среднее за период м <sup>3</sup> /сут	Сутки	Прирост давления, мПа
1	2021	700	700,0	365	2,02
2	2022	900	800,0	730	2,50
3	2023	1 100	900,0	1095	2,94
4	2024	1 200	975,0	1460	3,29
5	2025	1 300	1040,0	1825	3,59
6	2026	1 400	1100,0	2190	3,86
7	2027	1 500	1157,1	2555	4,13
8	2028	1 600	1212,5	2920	4,38
9	2029	1 700	1266,7	3285	4,63
10	2030	1 800	1320,0	3650	4,88
11	2031	1 900	1372,7	4015	5,12
12	2032	2 000	1425,0	4380	5,36
13	2033	2 100	1476,9	4745	5,59
14	2034	2 200	1528,6	5110	5,83
15	2035	2 300	1580,0	5475	6,06
16	2036	2 400	1631,3	5840	6,30
17	2037	2 500	1682,4	6205	6,53

Таким образом, прирост давления составит 6,53 мПа, или  $6,53 \cdot 10,197 = 66,59$  атм.

Прогноз движения сточных вод должен производиться в основном применительно к главной линии тока в граничных условиях полуограниченного пласта. Естественная скорость движения подземных вод  $V_e \approx 0$ .

Уравнение линий тока имеет вид:

$$\frac{x^2 - y^2 - l^2}{2xy} = c \quad (2.6)$$

т.е. линии тока представляют собой гиперболы.

Время движения сточных вод ( $T_0$ ) по главной линии тока от скважины до точки  $x$  определяется по формуле:

$$T_o = \frac{\pi \cdot n \cdot l^2 \cdot m}{Q} \cdot \left[ \frac{1}{2} \cdot (\bar{x}^2 - 1) - \ln \bar{x} \right] \quad (2.7)$$

$$\text{где: } \bar{x} = \frac{x}{l}$$

$n$  – пористость коллектора, в долях единицы;

$l$  – расстояние до непроницаемой границы, м;

$m$  – эффективная мощность коллектора, м;

$Q$  – объем закачки в скважину, м<sup>3</sup>/сут.

Для расчета границы контура продвижения по формуле 2.7 в Excel был проведен подбор расстояния, на которое продвигнутся закачиваемые воды за 6205 суток. По результатам подбора это расстояние составляет 1289,1 м.

Расчет по формуле 2.7 представлен ниже.

$$T_o = \frac{3,14 \cdot 0,26 \cdot 1290,8^2 \cdot 20,3}{1682,4} \cdot \left[ \frac{1}{2} (1290,8/401)^2 - 1 \right] - \ln\left(\frac{1290,8}{401}\right) = 6205 \text{ сут.}$$

Таким образом, граница продвижения вдоль главной линии тока за 17 лет (6205 сут) составит 1291 м.

Расчет контура продвижения вдоль тектонического нарушения произведем по формуле:

$$R = \sqrt{\frac{Q \cdot T}{\pi \cdot m \cdot n \cdot k_g}} \quad (2.8)$$

где:  $R$  – радиус контура распространения закачиваемой воды, м;

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

$T$  – время движения воды от нагнетательной скважины, сут;

$m$  – эффективная мощность поглощающего горизонта, м;

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

$k_g$  – коэффициент вытеснения пластовой воды, значение которого на практике соответствует  $\sim -0,7$ .

В целях повышения надежности расчетов к значениям пористости и эффективной мощности, применены понижающие коэффициенты - 0,7 для среднего значения пористости и 0,5 для эффективной мощности.

$$R = \sqrt{\frac{1682,4 \cdot 6205}{3,14 \cdot (20,3 \cdot 0,5) \cdot (0,29 \cdot 0,7) \cdot 0,7}}$$

$$R = 1518 \text{ м.}$$

Контур растекания показан на рисунке 2.4 (закрашенная область)

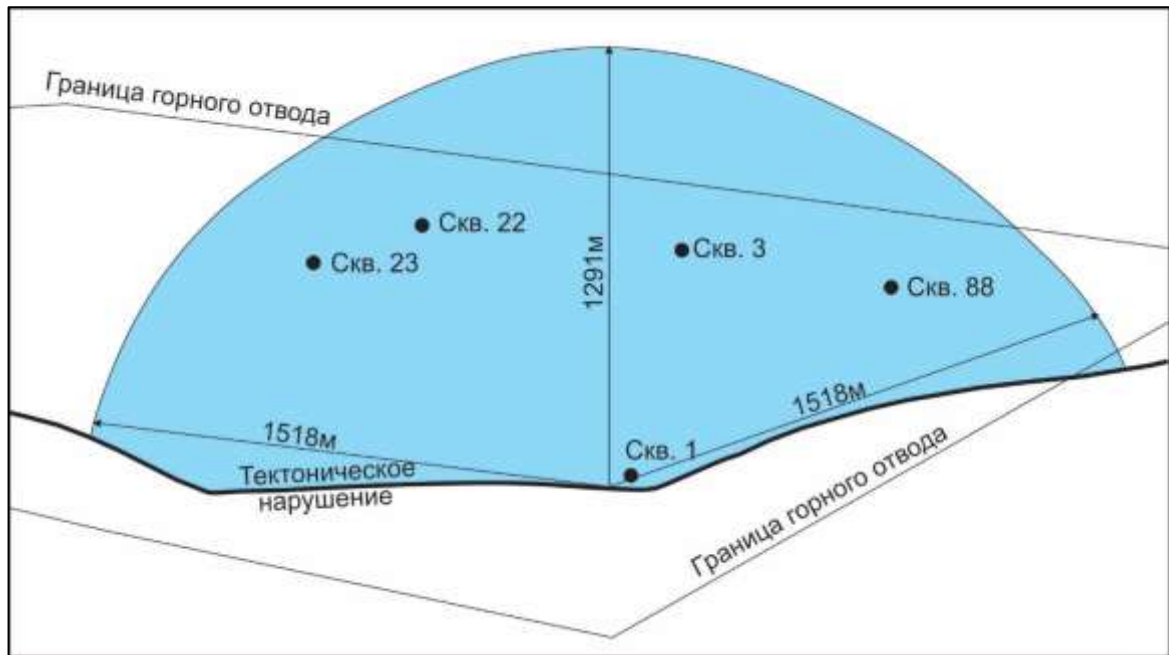


Рисунок 2.4 Растекание закачиваемых вод

Оценку увеличения давления на границе растекания утилизируемых вод можно определить по формуле 2.9, предназначенной для неограниченного в плане пласта.

$$\Delta P = \left( \frac{Q}{4 \cdot \pi \cdot k \cdot m} \ln \frac{2.25 \cdot a \cdot t}{r^2} \right) \cdot \gamma \quad (2.9)$$

Где  $r$  – радиус растекания, м. Остальные обозначения как в формуле 2.4

Радиус растекания от центра «большого колодца» равен  $1518\text{м} - 401\text{м} = 1117\text{м}$ .

$$\Delta P = \left( \frac{1682,4}{4 \cdot 3,14 \cdot 0,26 \cdot 20,3} \ln \frac{2.25 \cdot 1220000 \cdot 6205}{1117^2} \right) \cdot 1172$$

$$\Delta P = 283209,43 \quad \text{кг/м}^2 = 28,3 \text{ кг/см}^2.$$

Превышение давления на границе растекания по формуле 2.9 составит  $28,3 \text{ кг/см}^2$  или  $2,78 \text{ МПа}$

По формуле 2.9 так же можно оценить прирост давления у границы мульды, на расстоянии 15 км от структуры Ровное.

$$\Delta P = \left( \frac{1682,4}{4 \cdot 3,14 \cdot 0,26 \cdot 20,3} \ln \frac{2.25 \cdot 1220000 \cdot 6205}{15000^2} \right) \cdot 1172$$

$$\Delta P = 128695,63 \text{ кг/м}^2 = 12,87 \text{ кг/см}^2$$

Географические координаты угловых точек к намечаемому участку закачки  
попутно-добываемых вод Ровное

№	Широта	Долгота
1	47° 8' 5" С	51° 7' 16" В
2	47° 07' 52" С	51° 07' 24" В
3	47° 7' 52" С	51° 7' 8" В
4	47° 07' 55" С	51° 06' 43" В
5	47° 8' 5,77" С	51° 6' 24" В
Площадь – 97,6 га.		

По данным гидрогеологических карт листов L-39-IV, X уровни подземных вод меловых отложений устанавливаются на глубине около 2 м ниже поверхности земли. В результате заявленных объемов закачки произойдет прирост давления и уровень подземных вод неокомского комплекса установится на высоте более 100 м над поверхностью земли. Возможно, что маломощные неоген-четвертичные отложения не выдержат такого давления и допускается, что произойдет выход подземных вод на поверхность земли. Таким образом, можно предположить, что на месторождении Ровное закачка проектного объема воды окажется нереальной.

Оценить возможные объемы закачки можно по формулам 2.8 и 2.9. Так как приемистость скважин хорошая, оценочные расчеты для ограниченных объемов закачки проводятся для одиночной скважины. Для скважины №23 эффективная мощность коллектора составляет 8,9 м, для скважины №3 – 22,1 м.

При объеме закачки в **700 м<sup>3</sup>/сут** радиус распространения стоков по формуле 2.8 составит:

**Скважина №23**

$$R = \sqrt{\frac{700 \cdot 6205}{3,14 \cdot (8,9 \cdot 0,5) \cdot (0,29 \cdot 0,7) \cdot 0,7}} = \sqrt{\frac{4343500}{1,9855633}} = 1479 \text{ м.}$$

Расчет увеличения пластового давления на границе растекания стоков по формуле 2.9 составит:

$$\Delta P = \left( \frac{700}{4 \cdot 3,14 \cdot 0,26 \cdot 8,9} \ln \frac{2,25 \cdot 1220000 \cdot 6205}{1479^2} \right) \cdot 1172 = 25,30 \text{ кг / см}^2.$$

**Скважина №3**

$$R = \sqrt{\frac{700 \cdot 6205}{3,14 \cdot (22,1 \cdot 0,5) \cdot (0,29 \cdot 0,7) \cdot 0,7}} = \sqrt{\frac{4343500}{4,9304437}} = 939 \text{ м.}$$



Расчет увеличения пластового давления на границе растекания стоков по формуле 2.9 составит:

$$\Delta P = \left( \frac{700}{4 \cdot 3,14 \cdot 0,26 \cdot 22,1} \ln \frac{2,25 \cdot 1220000 \cdot 6205}{939^2} \right) \cdot 1172 = 10,19 \text{ кг} / \text{см}^2.$$

Увеличение пластового давления у границы мульды, на расстоянии 15 км от полигона закачки по формуле 2.9 составит:

$$\Delta P = \left( \frac{700}{4 \cdot 3,14 \cdot 0,26 \cdot 20,3} \ln \frac{2,25 \cdot 1220000 \cdot 6205}{15000^2} \right) \cdot 1172 = 5,35 \text{ кг} / \text{см}^2.$$

При объеме закачки в **500 м<sup>3</sup>/сут** радиус распространения стоков составит:

**Скважина №23**

$$R = \sqrt{\frac{500 \cdot 6205}{3,14 \cdot (8,9 \cdot 0,5) \cdot (0,29 \cdot 0,7) \cdot 0,7}} = \sqrt{\frac{3102500}{1,9855633}} = 1250 \text{ м}.$$

Расчет увеличения пластового давления на границе растекания стоков по формуле 2.9 составит:

$$\Delta P = \left( \frac{500}{4 \cdot 3,14 \cdot 0,26 \cdot 8,9} \ln \frac{2,25 \cdot 1220000 \cdot 6205}{1250^2} \right) \cdot 1172 = 18,07 \text{ кг} / \text{см}^2.$$

**Скважина №3**

$$R = \sqrt{\frac{500 \cdot 6205}{3,14 \cdot (22,1 \cdot 0,5) \cdot (0,29 \cdot 0,7) \cdot 0,7}} = \sqrt{\frac{3102500}{4,9304437}} = 793 \text{ м}.$$

Расчет увеличения пластового давления на границе растекания стоков по формуле 2.9 составит:

$$\Delta P = \left( \frac{500}{4 \cdot 3,14 \cdot 0,26 \cdot 22,1} \ln \frac{2,25 \cdot 1220000 \cdot 6205}{793^2} \right) \cdot 1172 = 7,28 \text{ кг} / \text{см}^2.$$

Увеличение пластового давления на окраине мульды составит:

$$\Delta P = \left( \frac{500}{4 \cdot 3,14 \cdot 0,26 \cdot 20,3} \ln \frac{2,25 \cdot 1220000 \cdot 6205}{15000^2} \right) \cdot 1172 = 3,82 \text{ кг} / \text{см}^2.$$

Как видно из расчетов, при закачке 700 и 500 м<sup>3</sup>/сут увеличение давления на полигоне закачки является допустимым. Но на границах мульды, даже при объеме закачки в 500 м<sup>3</sup>/сут, прирост давления составит 3,82 кг/см<sup>2</sup>, что при мощности покровных неоген-четвертичных отложений в 30 м недопустимо.

Так как объемы закачки лимитируются увеличением давления на границах мульды, дальнейшие расчеты выполнены на основе определения

этого давления. Определение прироста давления на границах мульды, и как следствие, определение допустимых объемов закачки, основываются на двух допущениях.

Первое. В процессе длительной эксплуатации месторождения Ровное в водоносных горизонтах неокома пьезометрические уровни понизились до глубины около 22 м ниже поверхности земли. Поэтому закачку можно проводить до подъема пьезометрического уровня до поверхности земли. По достижении этого уровня влияние закачки начнет распространяться по площади, где уровни воды в меловых отложениях находятся на глубине около 2 м от поверхности земли.

Второе. Уровни грунтовых вод у северной окраины мульды находятся на глубине около 3-4м. Уровни воды меловых водоносных горизонтов обычно устанавливаются выше уровней грунтовых вод. Следовательно, неогеновые отложения являются водоупорными. Распространены они повсеместно. Можно допустить, что они выдержат подъем уровня воды в неокоме на 3 м.

Кроме того, у нас есть резерв мощности коллекторов за счет песчаных пластов в аптских отложениях. В подошвенной части апта выделяются 1-2 коллектора. По данным 16 скважин (Текстовое приложение 3) их мощность изменяется от 4,8 до 15,0 м и в среднем равна 9,4 м. При учете этих пластов средняя мощность коллекторов увеличивается с 20,3 до 29,7м.

В таблице 2.4.3 приведены результаты расчета объемов закачки для подъема пьезометрического уровня подземных вод неогена до уровня земли – на 22,0м. Расчет проведен по формуле 2.4 Радиус скважины равен 0,122 м, расстояние до непроницаемой границы – 640 м.

Таблица 2.4.3

Расчет возможных объемов закачки на месторождении Ровное

Годы	Q, м³/сут			
	35	40	45	50
	Прирост давления, мПа			
1	0,1838	0,2101	0,2364	0,2626
2	0,1917	0,2191	0,2465	0,2739
3	0,1963	0,2244	0,2524	0,2805
4	0,1996	0,2281	0,2566	0,2851
5	0,2021	0,2310	0,2599	0,2888
6	0,2042	0,2334	0,2625	0,2917
7	0,2060	0,2354	0,2648	0,2942
8	0,2075	0,2371	0,2668	0,2964
9	0,2088	0,2386	0,2685	0,2983
10	0,2100	0,2400	0,2700	0,3000
11	0,2111	0,2412	0,2714	0,3016
12	0,2121	0,2424	0,2727	0,3030
13	0,2130	0,2434	0,2738	0,3043
14	0,2138	0,2444	0,2749	0,3055
15	0,2146	0,2453	0,2759	0,3066
16	0,2154	0,2461	0,2769	0,3076
17	0,2160	0,2469	0,2778	0,3086

Допустимый объем закачки не должен поднимать давление выше 0,22 мПа. При этом условии 2-3 года можно закачивать не более 45 м<sup>3</sup>/сут.

Расчет прироста давления у окраины мульды выполнен по формуле 2.9. Значение  $r$  принято равным 15 000 м. Увеличение давления от влияния закачки не должно превышать 0,5 кг/см<sup>2</sup>. Результаты расчета показаны в таблице 2.4.4

Таблица 2.4.4

Расчет прироста давления у границы мульды

Годы	Q, м <sup>3</sup> /сут			
	170	180	190	200
	Прирост давления, кг/см <sup>2</sup>			
1	0,3068	0,3249	0,3429	0,3610
2	0,4492	0,4756	0,5021	0,5285
3	0,5325	0,5638	0,5952	0,6265
4	0,5916	0,6264	0,6612	0,6960
5	0,6374	0,6749	0,7124	0,7499
6	0,6749	0,7146	0,7543	0,7940
7	0,7066	0,7481	0,7897	0,8313
8	0,7340	0,7772	0,8203	0,8635
9	0,7582	0,8028	0,8474	0,8920
10	0,7798	0,8257	0,8716	0,9175
11	0,7994	0,8464	0,8935	0,9405
12	0,8173	0,8654	0,9134	0,9615
13	0,8337	0,8828	0,9318	0,9809
14	0,8490	0,8989	0,9488	0,9988
15	0,8631	0,9139	0,9647	1,0154
16	0,8764	0,9279	0,9795	1,0310
17	0,8888	0,9411	0,9934	1,0457

С учетом принятого нами условия подъема давления на границе мульды на 0,5 кг/см<sup>2</sup> в течение двух лет возможна закачка 200 м<sup>3</sup>/сут.

Из приведенных в таблицах 2.4.3 и 2.4.4 расчетов следует, что за период в 2-3 года на месторождении Ровное можно закачивать около 250 м<sup>3</sup>/сут.

Отложения средней юры характеризуются наличием пачек песков и песчаников общей мощностью в десятки метров. На месторождении Ровное средняя юра перекрыта водоупорными отложениями верхней юры. В мульде верхнеюрские отложения распространены не повсеместно. В местах их отсутствия распространяемое давление закачки будет снижаться за счет среднеюрских водоносных горизонтов (количественно оценить это мы не можем).

В центральных частях мульд мощности горизонтов обычно выше, чем по их краям. Увеличение мощностей коллекторов снимет часть давления.

В водоносных горизонтах апта и неокома возможны литологические выклинивания и чередования пластов, создающие гидравлические сопротивления для распространения давления по площади.

С учетом вышеизложенного объема закачки можно увеличить. Для выяснения возможностей полигона закачки предлагается провести пробную эксплуатацию полигона продолжительностью пять лет с объемом закачки 500 м<sup>3</sup>/сут.

До начала работы полигона необходимо построить три наблюдательные скважины по бортам мульды. Местоположение скважин показано на гидрогеологической карте района работ (Граф. прил. 2).

Наблюдательная скважина №1 должна быть сооружена на территории нефтяного месторождения Новобогатинское ЮВ, в 100 метрах восточнее эксплуатационной скважины №31. Скважина оборудуется на водоносные горизонты неокома. Предполагаемая глубина скважины 550 м. Интервалы перфорации (или установки фильтров) уточняются по каротажу.

Наблюдательная скважина №2 размещается в 2,5 км северо-западнее эксплуатационной скважины №31 месторождения Новобогатинское ЮВ, на участке выхода под неоген-четвертичные отложения пластов неокома. Скважина проходится до кровли меловых отложений. Предполагаемая глубина скважины 100-200 м. Скважина оборудуется фильтром в самом нижнем вскрытом водоносном горизонте неогена.

Наблюдательная скважина №3 проектируется на площади нефтяного месторождения Новобогатинское З. Скважина должна располагаться в 150 м. южнее эксплуатационной скважины №11. Скважина проходится на всю мощность неоген-четвертичных отложений. Предполагаемая глубина скважины 50-175 м. Скважина оборудуется фильтром в самом нижнем вскрытом водоносном горизонте неоген-четвертичных отложений.

Следует учитывать, что при проведении закачки к концу третьего года увеличится пластовое давление в неокоме на месторождении Камышитовое ЮЗ (до 3,0-4,0 атм) и в районе месторождения Гран (до 2,5 атм).

В период закачки производить наблюдения по окраинам мульды. В случае появления мочажин, родников, закачку прекратить.

При повышении уровня воды в удаленных наблюдательных скважинах закачку прекратить. При этом следует учитывать, что после прекращения закачки еще некоторое время подъем уровня воды будет продолжаться.

Геолого-гидрогеологические условия территории позволяют провести закачку в неокомский водоносный комплекс ограниченных объемов стоков.

В этой связи, для установления безопасного режима утилизации попутно-добываемых пластовых вод рекомендуется провести пробную эксплуатацию полигона закачки в течении пяти лет в объеме 500 м<sup>3</sup>/сутки.

Для эксплуатации полигона с указанным объемом закачки достаточно подготовленных в процессе разведки полигона двух нагнетательных скважин. По авторским расчетам прирост давления через 5 лет в районе нагнетательной скважины № 3 составит 29,50 атм. Радиус растекания от скважины №3 составит 793м при приросте давления на границе растекания 7,05 атм.

## **2.5 Инженерно-геологические, гидрогеологические и экологические условия закачки попутно-добываемых вод**

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 слабосолоноватые 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 «Эмбамунайгаз» - казахстанская нефтяная компания, осуществляющая геологоразведку, разработку нефтегазовых месторождений, добычу и подготовку нефти и газа. В состав АО «Эмбамунайгаз» входят 6 производственных структурных подразделений в г. Атырау и 4 районах Атырауской области: «Жайыкмунайгаз», «Доссормунайгаз», «Кайнармунайгаз», «Жылыоймунайгаз», управление «Эмбамунайэнерго» 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.

В настоящее время НГДУ «Жайыкмунайгаз» АО «Эмбамунайгаз» прогнозирует закачать накопленный объем утилизируемых вод за 5 лет в объеме 912,5 тыс. м<sup>3</sup> со среднесуточным расходом 500 м<sup>3</sup>/сут на конец срока эксплуатации.

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

### 4.1 Характеристика попутно-добываемых вод и их совместимость с пластовыми

На полигоне закачки месторождения Ровное предполагается захоронение попутно-добываемых вод на рядом расположенном месторождении Камышитовое Юго-Западное.

Попутно-добываемые воды извлекают вместе с нефтью. По мере выработки залежи увеличивается. С ростом обводненности нефти количество пластовой воды, извлекаемой из недр, увеличивается.

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

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

Проба воды из неокомского водоносного горизонта отобрана 5 декабря 2019 г в конце пробной откачки из скважины №23. Вода прозрачная, без запаха.

Проба попутно-добываемой воды взята 02.12.2019 г из РВС на месторождении Ровное. В РВС вода поступила с месторождения Камышитовое ЮЗ. Проба воды прозрачная, с запахом.

Результаты определения физических свойств и химического состава вод приведены в нижеследующей таблице.

Таблица 4.1

Физические свойства и химический состав вод,  
изучаемых на совместимость

Наименование показателей	Вода с РВС	Вода со скважины 23
1	2	3
Дата отбора	02.12.2019	05.12.2019
Плотность, г/см <sup>3</sup>	1,172	1,144
Кинематическая вязкость, мм <sup>2</sup> /с	1,4693	1,3507
рН	6,65	6,68
Суммарное содержание натрия и калия, мг/л	105003,97	84991,9
Содержание кальция, мг/л	941,9	1442,88

Наименование показателей	Вода с РВС	Вода со скважины 23
Содержание магния, мг/л	693,1	364,8
Содержание хлоридов, мг/л	165117,2	134332,81
Содержание сульфатов, мг/л	323,51	323,51
Содержание карбонатов, мг/л	н/о	н/о
Содержание гидрокарбонатов, мг/л	298,9	73,2
Суммарная минерализация, мг/л	272378,6	221529,1
Тип воды	Cl-Ca	Cl-Ca
Общая жесткость, ммоль/л	104	102
Содержание бария, мг/л	н/о	н/о
Содержание стронция, мг/л	106	99,3
Содержание цинка, мг/л	0,03	0,01
Содержание меди, мг/л	0,010	0,4
Содержание свинца, мг/л	н/о	н/о
Содержание кадмия, мг/л	0,013	0,011
Содержание свободной двуокиси углерода, мг/л	121,88	25,96
Содержание сероводорода, мг/л	н/о	н/о
Содержание растворенного кислорода, мг/л	1,5	н/о
Содержание железа II, мг/л	н/о	н/о
Содержание железа III, мг/л	н/о	н/о
Содержание нерастворимых в воде веществ, мг/л	н/о	н/о
Содержание нефтепродуктов, мг/л	0,22	0,23
Содержание фенолов, мкг/л	4	4,4

Примечание: н/о - не обнаружено.

По результатам исследований воды являются крепкими хлоркальциевыми рассолами с минерализацией 222-272 г/л. Воды жесткие, с общей жесткостью более 100 ммоль/л, по степени pH нейтральные. Основными компонентами являются хлориды (134-165 г/л) и натрий с калием (85-105 г/л). Соленость воды в градусах Боме составляет 21,2.

#### 4.1.1 Результаты определения гранулометрического состава механических примесей

Гранулометрический состав механических примесей определен по СТАО 37094-0000588-18-2013, 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 4.1.1



Таблица 4.1.1

**Гранулометрический состав механических  
примесей попутно-добываемой воды**

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
мг/л	н/о	н/о	н/о	н/о	н/о	н/о
%	н/о	н/о	н/о	н/о	н/о	н/о

Проведенные исследования показали, что механические примеси в попутно-добываемой воде отсутствуют.

#### **4.1.2 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 30°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 4.1.2 представлены результаты испытаний.

Таблица 4.1.2

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

Наименование образца	Температура испытаний, °C	Скорость коррозии		Коррозионная агрессивность среды
		г/м <sup>2</sup> *ч	мм/год	
Вода со скважины № 23	30	0,2151	0,2409	Повышенная
Вода с РВС		0,0469	0,0525	Средняя

По результатам испытаний утилизируемые воды (воды с РВС) характеризуются скоростью коррозии менее 0,1 мм/год.

#### 4.1.3 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 4.1.3

Таблица 4.1.3

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 23								
1	-	-	-	-	-	-	-	-
2	-	-	-	-	-	-	-	-
3	-	-	-	-	-	-	-	-

Проведенные исследования показали, что в пробах утилизируемой воды с РВС и пластовых водах полигона закачки СВБ не обнаружены.

#### 4.1.4 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.  $C^n \leq C^p$ ;
- начальная концентрация свободной двуокиси углерода должна быть не меньше ее равновесной концентрации, т.е.  $C^n \geq C^p$ .

Результаты расчетов по стабильности вод приведены ниже в таблице 4.1.4, из которых следует, что все воды изначально стабильны как по гидрокарбонатам, так и по уголекислоте.

Таблица 4.1.4

#### Расчетная карбонатная стабильность исходных вод

Наименование пробы	Условия стабильности по бикарбонатам	Условия стабильности по двуокиси углерода	Вывод
	$C^n \leq C^p$	$C^n \geq C^p$	
Вода с РВС	$0,0049 < 0,0073$	$0,00276 > 0,00155$	Стабильна
Вода со скважины 23	$0,0012 < 0,0021$	$0,00059 > 0,00014$	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 4.1.5 приведены расчетные данные, из которых сделан вывод о стабильности всех представленных вод по гипсу.

Таблица 4.1.5

#### Расчетная сульфатная стабильность исходных вод

Наименование пробы	Коэффициент пересыщения $S$	Вывод
Вода с РВС	0,0012	Стабильна
Вода со скважины 23	0,030	Стабильна

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

##### *Карбонатная совместимость смеси вод*

Расчет совместимости смеси вод проводится по долевному соотношению двух вод в составе смеси. Условием совместимости полученной смеси является условие ее стабильности, которое определяется точно также как и условие стабильности исходных вод, только в контексте рассматриваемой смеси. Результаты проведенных расчетов показаны в таблице 4.1.6

Таблица 4.1.6

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 23			
10	90	$0,0045 < 0,0069$	$0,0025 > 0,0014$	Стабильна
20	80	$0,0042 < 0,0040$	$0,0023 > 0,0012$	Стабильна
30	70	$0,0038 < 0,0059$	$0,0021 > 0,0011$	Стабильна
40	60	$0,0034 < 0,0054$	$0,0019 > 0,0009$	Стабильна
50	50	$0,0031 < 0,0049$	$0,0017 > 0,0007$	Стабильна
60	40	$0,0027 < 0,0044$	$0,0015 > 0,0006$	Стабильна
70	30	$0,0023 < 0,0039$	$0,0012 > 0,0005$	Стабильна
80	20	$0,0019 < 0,0033$	$0,0010 > 0,0004$	Стабильна
90	10	$0,0016 < 0,0027$	$0,0008 > 0,0002$	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 4.1.7) и показал, что исследуемые смеси вод не склонны к гипсовывпадению и совместимы в любых соотношениях.

Таблица 4.1.7

Расчетная сульфатная совместимость смеси вод

Соотношение вод в смеси, %		Условие коэффициент пересыщения $S < 1$	Вывод	Количество $\text{CaSO}_4$ , мг/л
Вода с РВС	Вода со скв 23			
10	90	0,0013	Стабильна	0
20	80	0,0014	Стабильна	0
30	70	0,0016	Стабильна	0
40	60	0,0017	Стабильна	0
50	50	0,0019	Стабильна	0

Соотношение вод в смеси, %		Условие коэффициент пересыщения $S < 1$	Вывод	Количество $\text{CaSO}_4$ , мг/л
Вода с РВС	Вода со скв 23			
60	40	0,0021	Стабильна	0
70	30	0,0023	Стабильна	0
80	20	0,0025	Стабильна	0
90	10	0,0027	Стабильна	0

#### 4.1.6. Опытное определение совместимости смеси вод

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

Эксперименты по опытной совместимости проходили при заданной температуре 23-27,5°C, при постоянном перемешивании на шейкере со скоростью 127 - 135 оборотов в минуту. Результаты, полученные в ходе опытной совместимости, приведены в таблице 4.1.8.

Таблица 4.1.8

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 23								
Визуальное определение осадка	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Примечание: - отсутствие осадка									

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

#### 4.1.7 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 pH, сероводороду, механическим примесям, коррозионной активности, нефтепродуктам и СвБ утилизируемые воды соответствуют требованиям.

По поводу механических примесей следует отметить, что они отсутствуют из-за того, что вода отстоялась в РВС. По данным периода составления проекта [10] отмечено наличие в попутно-добываемых водах механических примесей, что следует учитывать при эксплуатации полигона закачки.

Содержание растворенного кислорода составляет 1,5 мг/л, что превышает допускаемые 0,5 мг/л и требует проведение мероприятий по удалению кислорода из воды.

## **4.2 Техника и технология сбора, подготовки и транспорта попутно-добываемых вод**

### **4.2.1 Описание технологического процесса утилизации попутно-добываемой воды на участке Ровное**

Скважинная продукция участка Камышитовое Юго-Западное с добывающих скважин по выкидным линиям поступает на АГЗУ для индивидуального замера дебита скважин. С АГЗУ смесь поступает на цех подготовки и перекачки нефти в нефтегазовой сепаратор первой ступени.

Далее нефтяная эмульсия проходя через отстойник нефтяной объем - 200м<sup>3</sup> поступает на КСУ (кольцевая сепарационная установка) для подготовки нефти и сброса пластовой воды.

Отделившаяся вода с отстойника поступает на БЕ (блочная емкость) вместимостью 50м<sup>3</sup> в количестве 2 –х единиц. С БЕ попутно-добываемая вода насосами НБ-125 №1, (НБ-125 №2 резервный) откачивается на РВС – 1000 м<sup>3</sup> в количестве 2-единиц.

Нефтяная эмульсия с РВС №1 по переточному линии, высотой 1,2 м и 5 м поступает насосным установкам и прокачивается насосами НБ-125 №1, №2 к печам подогрева нефти ППН – 3Ж и ТП - 800 (резервный). Скважинная продукция с температурой 60-65°С при давлении Р = 10-15 атм. поступает в товарные резервуары №2.

Деэмульгатор Диссольтван V - 4795 с удельным расходом 190 г/т подается в нефтяной коллектор перед печами с БР - 2,5.

После отстоя с товарных резервуаров №2 или №3 отбираются пробы нефти на аналитический контроль.

При достижении содержания хлористых солей в нефти до 100 мг/дм<sup>3</sup> нефть сдается представителям АНУ.

Попутно добываемая вода, отделенная от нефти, отстоявшаяся от механических примесей и нефтепродуктов в РВС№2 и №3 V-1000м<sup>3</sup> участка ППД, при необходимости, дополнительно очищаемая от механических примесей и нефтепродуктов в аппарате глубокой очистки воды (1 ед. – в работе, 1 ед. – в резерве) поступает на приемную линию насосов НБ-125, далее попутно-добываемая вода проходит счетчик учета воды (расходомер) и затем по существующему трубопроводу «Камышитовое Юго-Западное – Ровное» ((Ø219мм, протяженность 5 км)) закачивается в целях утилизации через ВРП (водораспределительный пункт – 1 ед.) в расконсервированные нагнетательные (утилизационные) скважины в количестве 2 единиц №3, №23 участка закачки Ровное.

Наблюдение за процессом утилизации попутно-добываемых вод будет вестись посредством 6 наблюдательных скважин: №№15, 118 оборудованных на неоком, №19, оборудованной на альбский горизонт, непосредственно в районе нагнетательных скважин №№23 и 3, а также по бортам мульды по скважинам №№1,2,3, оборудованные на неоген-четвертичные и на выходе неокомских отложений под неоген.

Для осуществления программы закачки попутно-добываемых вод на месторождении Ровное необходимо (табл.4.2.1):

- произвести монтаж ВРП (водораспределительный пункт);
- проложить высоконапорный коллектор с КНС до ВРП из стекловолоконных труб (СВТ) Ø110х5 мм;
- проложить нагнетательные линии с ВРП до утилизационных скважин №3 и №23.
- произвести монтаж аппаратов глубокой очистки воды (1 ед. – в работе, 1 ед. – в резерве).

**Таблица 4.2.1 - Объемы строительных работ по системе утилизации попутно-добываемых вод в районе месторождения  
РОВНОЕ**

№№	Наименование	единица измерения	Всего	Годы разработки									
				2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
	Система ППД		0										
1.	Ввод вертикальных нагнетательных скважин		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.1.	Перевод под наблюдение	ед	3	3	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1.2.	Перевод под нагнетание	ед	2	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2.	Ввод наблюдательных скважин по бортам мульд.	ед.	3	-	3	-	-	-	-	-	-	-	-
3.	Прокладка проектных нагнетательных трубопроводов												
	Высоконапорный трубопровод СВТ с диаметром 80 мм от ВРП до скважины №3	м	100	-	100	-	-	-	-	-	-	-	-
	Высоконапорный трубопровод СВТ с диаметром 80 мм от ВРП до скважины №23	м	1150	-	1150	-	-	-	-	-	-	-	-
4.	Площадка ВРП	ед.	1										
	ВРП на 3 отводов	ед.	1		1								
	Высоконапорный трубопровод СВТ с диаметром 110x5 мм от БКНС до ВРП	м	5000	-	5000	-	-	-	-	-	-	-	-
5.	ВРП с узлом учета воды	ед.	1	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-
6.	Аппараты глубокой очистки воды	ед.	2	-	2	-	-	-	-	-	-	-	-



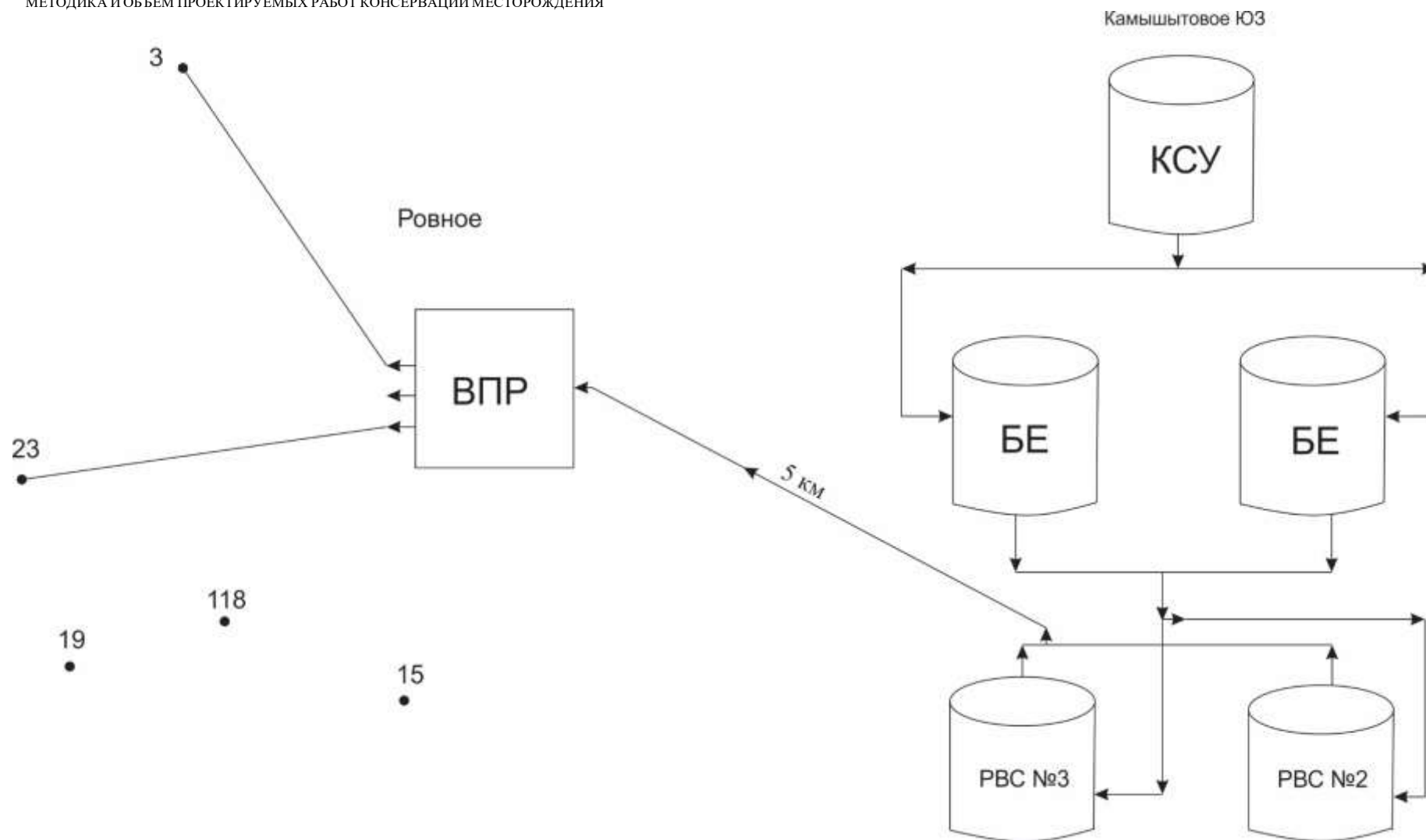


Рисунок 4.2.1. Технологическая схема объекта утилизации попутно-пластовой воды участка Ровное

## 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 неокомский водоносный комплекс. Рассчитано увеличение пластового давления на окраине мульды, в местах выхода неокомских пластов под неоген-четвертичные отложения.

Результаты расчетов показали, что неокомские горизонты месторождения Ровное можно использовать для закачки ограниченных объемов воды. Для этих объемов достаточно двух подготовленных нагнетательных скважин.

Дополнительно к имеющимся трем наблюдательным скважинам необходимо пробурить и оборудовать три наблюдательные скважины у границ мульды. Местоположение скважин и вскрываемые для наблюдений водоносные горизонты указаны в разделе 2.3.

При проведении закачки рекомендуется выполнять следующие мероприятия:

- Один раз в неделю производить замеры уровня воды в трех удаленных наблюдательных скважинах. При достижении рекомендованных в разделе 2.3 уровней воды закачку прекратить;
- Постоянно наблюдать за местностью по окраинам мульды. При появлении мочажин, родников 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 полигона;
- Постоянно контролировать техническое состояние всех скважин полигона. В случае выявления нарушения герметичности колонн или НКТ скважина немедленно выводится из работы до устранения выявленных неисправностей;

Информация о результатах режимных наблюдений и мониторинга в обязательном порядке передается в виде ежеквартальных и ежегодных отчетов в компетентные органы.

## 6. КАЛЕНДАРНЫЙ ГРАФИК ЗАКАЧКИ ПОПУТНО-ДОБЫВАЕМЫХ ВОД

Таблица 6.1 Прогнозируемые объемы попутно-добываемых пластовых вод подлежащих утилизации на месторождении Ровное

Годы	Годовой объем закачки, м3	Среднесуточный объем закачки, м3/сут
2021	185500	500
2022	185500	500
2023	185500	500
2024	185500	500
2025	185500	500

## **7. СПЕЦИАЛЬНЫЙ КОМПЛЕКС МЕРОПРИЯТИЙ ПО ОХРАНЕ НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ**

### **7.1. Мониторинг подземных и поверхностных вод**

Подземное захоронение попутно-добываемых вод осуществляется путём их закачки в нагнетательные скважины в поглощающие горизонты, не содержащие подземных вод, которые могут быть использованы для хозяйственно-питьевых, бальнеологических целей. Для проведения захоронения попутных 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 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 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.

Система нагнетательных и наблюдательных скважин на данном этапе определена в количестве 2-х (№ 3, 23) и 3-х (№ 15, 19, 118) скважин, соответственно.

До начала работы полигона необходимо дополнительно построить три наблюдательные скважины по окраинам мульды на участках выхода неокомского горизонта под неоген-четвертичные отложения.

Одну скважину - на территории месторождения Новобогатинское З, в 17,5 км севернее месторождения Ровное, на неоген-четвертичные водоносные горизонты. Вторую - в 15-16 км восточнее, в районе месторождения Новобогатинское ЮВ на неоком. Еще одну - на неоген-четвертичные отложения в 2,3 км северо-западнее границ горного отвода месторождения Новобогатинское ЮВ.

Основные рекомендации недропользователю при эксплуатации сводятся к следующему:

- необходимо вести постоянный контроль над техническим состоянием нагнетательных скважин, величиной устьевого и забойного давления;
- приемистость нагнетательных скважин должна обеспечивать проектный объем закачки сточных вод при допустимом забойном давлении;
- нагнетательная скважина должна иметь специальную запорную арматуру, позволяющую эффективно контролировать процесс закачки;
- необходимо вести ежесуточное определение объема закачиваемых сточных вод;
- объем закачки - не более 500 м<sup>3</sup>/сутки;

- закачку проводить равномерно и попеременно в нагнетательные скважины № 3, 23;
- необходимо вести наблюдения за режимом пластового давления во всех имеющихся наблюдательных скважинах полигона и в скважинах, которые будут пробурены по окраинам мульды на участках выхода неокомского горизонта под неоген-четвертичные отложения;
- при приросте давлений выше предельных в наблюдательных скважинах полигона закачка в пласт-коллектор должна быть прекращена;
- необходимо вести регулярные наблюдения по окраинам мульды. В случае появления по окраинам мульды мочажин, родников, закачка в пласт-коллектор должна быть прекращена;
- при повышении уровня воды в неокомском водоносном горизонте в удаленных наблюдательных скважинах закачку также следует прекратить. При этом следует учитывать, что после прекращения закачки еще некоторое время подъем уровня воды будет продолжаться.

Если в течение 5 лет эксплуатации полигона гидродинамические условия пласта не изменятся, необходимо проанализировать все полученные материалы и по их результатам обосновать возможность дальнейшей его эксплуатации.

В состав гидрогеологических исследований на площади участка входят:

1. Стационарные режимные наблюдения;
2. Отбор проб воды;
3. Опытные работы;
4. Лабораторные работы (таблица 7.1).

Таблица объемов планируемых работ приведена в таблице 7.2.

### **Стационарные режимные наблюдения**

Ежедневный мониторинг скважины проводится для обеспечения безопасной работы. Измерения уровня воды и температуры в наблюдательных скважинах проводятся один раз в месяц.

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 авторского надзора за закачкой.

Продолжительность работ 12 месяцев.

**Замеры уровня:** 1 замер в месяц\*12 месяцев\*6 скважин =72 замера

**Замеры температуры:** 1 замер в месяц\*12 месяцев\*6 скважин =72 замера

### **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 12 пробы:

**1. Отбор проб глубинным пробоотборником:**

1 проба\*2 раза в год\*6 скважины=12 пробы

Потребность в анализах проб воды и их количестве приведены в таблице 7.1.

**Лабораторные работы**

Пробы воды анализируются для определения физико-химических, бактериологических 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 7.1).

Анализ химического состава воды в наблюдательных скважинах производится один раз в полгода и бактериологического состава попутно – добываемых вод один раз в год.

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

Раз в полгода намечается определение совместимости попутно-добываемых и пластовых вод.

Для проведения контрольных химических анализов проб воды периодически будут привлекаться независимые лаборатории. Общий объем анализов составляет 13 анализов.

Таблица 7.1 – Таблица отбора проб воды на анализ в химические лаборатории.

Наименование показателей	Место отбора проб	Ионный состав, Микрокомпонентный (йод, бром), мг/л	Фенолы, мг/л	Растворенный кислород, мг/л	Нефтепродукты, мг/л	Механические примеси, мг/л	H <sub>2</sub> S мг/л	Fe(+3) мг/л	Вязкость мм <sup>2</sup> /с	Плотность г/л	pH	Сроки, количество проб
Попутно-добываемые воды	с РВС	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	1 раз в полгода 1*2*1=2
Отбор проб глубинным пробоотборником	скв 15, 118,19	+	+		+		+	+	+	+	+	1 раз в полгода 1*3*2=6
	Новые набл.ск в	+	+		+		+	+	+	+	+	1 раз в полгода 1*3*2=6
Анализ на совместимость попутно-добываемых и пластовых вод	с РВС и скв	Результаты определения СВБ. Расчеты карбонатной и сульфатной стабильности вод. Расчеты карбонатной и сульфатной совместимости смеси вод. Опытное определение совместимости смеси вод.										1 раз в полгода 1*2*2=4
Анализ при внешнем контроле	с РВС и скв	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	1 раз в полгода 1*2*1=2
Бактериологический анализ попутно-добываемых вод	с РВС											1 раз в полгода 1*1*1=1

Таб. 7.2 – 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*12*6=72 1*12*6=72
2	Отбор проб: 1. Глубинным пробоотборником	проба	1*6*2=12
3	Лабораторные работы	анализ	21

## 7.2. 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 нагнетательные и 3 наблюдательные) 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:

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

- Источник №0003-0004 Резервуар 700м<sup>3</sup>;
- Источник №6005-6008 Насос.

На участке задействованы 5 скважин из них, №№ 3,23 нагнетательные скважины и №№15,118,19 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 вышеуказанных 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 Ровное 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. Проводившиеся 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 недр земли ограниченное, исключены забор воды, добыча нефти, газа и прочих полезных ископаемых из поглощающего горизонта, в который производится закачка. В пределах второго пояса СЗЗ необходимо произвести ревизию всех имеющихся скважин. При хорошем техническом состоянии часть из них может быть использована в качестве наблюдательных, в противном случае осуществляются меры для устранения возможности миграции закачиваемых вод в смежные с поглощаемым водоносные горизонты. На территории второго пояса допускается размещение промышленных объектов, не связанных с работой полигона, также не ограничивается использование территории для сельскохозяйственных целей.

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

## 8. ОБЕСПЕЧЕНИЕ ИСПОЛНЕНИЯ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА ПО ЛИКВИДАЦИИ

Обеспечение исполнения обязательств по ликвидации в настоящем Плане ликвидации, произведено согласно нижеприведенной сметной документации после полного завершения работ по недропользованию на месторождении.

Ликвидация последствий деятельности АО «Эмбаунайгаз» на месторождении Ровное 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 Ровное.

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.

Расчет капитальных вложений на ликвидационные работы надземного оборудования и материалов по обустройству скважин выполнен в соответствии с нормативным документом по определению сметной стоимости строительства в Республике Казахстан, утвержденным приказом Комитета по делам строительства, жилищно-коммунального хозяйства и управления земельными ресурсами Министерства национальной экономики Республики Казахстан от 14 ноября 2017 года №249-нк, на основании государственных сметных нормативов и принятых проектных решений.

Сметная документация составлена ресурсным методом с использованием программного комплекса АВС-4 (редакция 2020.4) по выпуску сметной документации в текущих ценах 4-квартала 2020 года.

Территориальный район строительства: 6 – Атырауская область.

В локальных сметах использован коэффициент 1,2 к основной заработной плате рабочих и машинистов. «Надбавка за работы вахтовым методом устанавливается в соответствии с трудовым Законодательством Республики Казахстан на основании коллективного и трудового договора в пределах 20% к основной заработной плате рабочих и машинистов. Надбавка начисляется в локальных ресурсных сметах с применением соответствующего коэффициента» (Нормативный документ по определению дополнительных затрат, п.23).

При составлении смет использованы:

- сборники элементных сметных норм расхода ресурсов на строительные работы, ЭСН РК 8.04-01-2015;
- сборники элементных сметных норм расхода ресурсов на монтаж оборудования ЭСН РК 8.04-02-2015;

- сборники сметных цен в текущем уровне на строительные материалы, изделия и конструкции ССЦ РК 8.04-08-2020;
- сборник сметных цен в текущем уровне на эксплуатацию строительных машин и механизмов СЦЭМ РК 8.04-11-2019;
- сборник сметных цен в текущем уровне на перевозки грузов для строительства СЦПГ РК 8.04-12-2020;

В сметной стоимости строительства учтены дополнительные затраты:

- накладные расходы, определённые в соответствии с нормативным документом по определению величины накладных расходов в строительстве (приложение 2 к приказу от 14 ноября 2017 года №249-н/с с изм. от 14.12.2018);
- сметная прибыль в размере 8% от суммы прямых затрат и накладных расходов.

### 8.1 Затраты на ликвидацию скважин

Затраты времени на организацию работ на 1 скважину приняты согласно нормативам продолжительности ремонтно-восстановительных работ скважин по АО «Эмбаунайгаз» (табл. 8.1.1).

**Таблица 8.1.1 - Затраты времени на организацию работ на 1 скважину**

№	Операции по скважине	Продолжительность, час : мин.
1	Переезд подъемника и перетаскивание всего оборудования	09:00
2	Определение наличия избыточного давления на устье скважины. Глушение скважины с ПЗР.	02:45
3	Демонтаж АНК	02:00
4	Монтаж подъемного агрегата и всего вспомогательного оборудования.	09:45
5	Монтаж и опрессовка ПВО	06:46
6	Завоз 73 мм НКТ с укладкой их на стеллаж вручную	02:45
7	Проведение проверки пусковой комиссией	02:00
8	ПЗР. Подъем подземного оборудования: трубы НКТ (при наличии в скважине)	03:32
9	Спуск и подъем скважины шаблона 135мм с промером длин труб	05:00
10	Спуск и подъем пера на 73 мм НКТ для промывки песка в скважине и наращивание труб с промером	08:30
11	Сборка промывочного оборудования	00:50
12	Промывка скважины до выравнивания параметров промывочной жидкости	02:00
13	Разборка промывочного оборудования	00:50
14	Спуск 73 мм НКТ до интервала	03:30
15	ПЗР. (Расстановка спец. техники, затворение цемента). Закачка цементного раствора	06:52
16	Подъем НКТ с промывкой (вымыть излишки тампонажного раствора из НКТ)	04:00
17	ОЗЦ	48:00

## Продолжение таблицы 8.1.1

18	Спуск колонны НКТ до головы цементного моста и разгрузкой колонны НКТ на 6-10 т. Испытание цементного моста на прочность	01:00
19	Опрессовка эксплуатационной колонны	02:26
20	Подъем колонны НКТ до башмака промежуточной колонны	03:00
21	ПЗР. (Расстановка спец. техники, затворение цемента). Закачка цементного раствора	06:52
22	Подъем НКТ с промывкой (вымыть излишки тампонажного раствора из НКТ)	02:00
23	ОЗЦ	21:00
24	Спуск колонны НКТ до головы цементного моста и разгрузкой колонны НКТ на 6-10 т. Испытание цементного моста на прочность	01:00
25	Полный подъем НКТ с разборкой и укладкой на мостки	04:15
26	Демонтаж ПВО	02:15
27	Установить заглушку на устье с рэпером	05:00
28	Демонтаж подъемника и оттаскивание оборудования	09:00
29	Откачка, вывоз технологической жидкости из емкостей	01:21
Дополнительные затраты времени		
30	Ремонтные работы	04:41
31	Непредвиденные работы	04:53
32	Простой бригады	03:29
33	Уборка рабочей зоны после КРС	06:20
34	Снять и установить планшайбу	06:27
35	ПЗР в начале и конце смены	01:30
36	Заправка подъемника	04:00
37	В зимнее время подогрев двигателя перед запуском агрегатов	04:06
<b>ИТОГО:</b>		<b>208:00</b>

Стоимость выполнения работ по ликвидации скважин рассчитывается исходя из стоимости 1 бригадо-часа при ликвидации скважин, принятой в АО «Эмбаунайгаз» равной 24 726 тенге и представлена в таблице 8.1.2.

Таблица 8.1.2 - Стоимость выполнения работ по ликвидации скважин

№ п/п	Месторождение	№ скв.	Затраты времени на изоляционно-ликвидационные работы, ч	Стоимость 1 бригадо-ч, тенге	Стоимость выполнения работ, тенге
1	Ровное	3	208,00	24726	5143008
2	Ровное	15	208,00	24726	5143008
3	Ровное	19	208,00	24726	5143008
4	Ровное	23	208,00	24726	5143008
5	Ровное	118	208,00	24726	5143008
<b>Итого:</b>					<b>25 715 040</b>

## 8.2 Затраты на установку реперов с тумбами

В разряд работ по ликвидации последствий деятельности подпадают также работы по установке реперов с тумбами. При ликвидации участка

эксплуатации пространства недр Ровное необходимо установить 5 реперов с тумбами. Сметная стоимость без НДС репера с тумбой в ценах по состоянию на 4 квартал 2021г. составила 240 356 тенге, и приведена в Смете 1 (табл.8.2.1).

Таким образом затраты на установку 11 реперов с тумбами составят:  $240\,356 \text{ тенге} \times 5 \text{ ед.} = \mathbf{1\,201\,780 \text{ тенге.}}$

## **ТАБЛИЧНЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ**

Таблица пластов-коллекторов в меловых отложениях

№ п/п	Скважина	Горизонт	Интервал горизонта, м	Альтитуда, м	Интервал коллектора, м		Абсолютная отметка, м		Эффективная мощность, м	
					кровля	подошва	кровля	подошва	нефть	вода
1	58	K <sub>1a</sub> l <sub>3</sub> +K <sub>2s</sub>	362-540	-24,27	363,1	364,2	-387,37	-388,47		1,1
		K <sub>1a</sub>	540-642	-24,27	632,6	641,5	-656,87	-665,77	8,9	
		K <sub>1nc</sub>	642-750	-24,27	654,7	656,7	-678,97	-680,97	2	2
				-24,27	667,5	669,7	-691,77	-693,97		2,2
				-24,27	676,3	684,9	-700,57	-709,17		8,6
				-24,27	685,9	692	-710,17	-716,27		6,1
				-24,27	692,8	694,4	-717,07	-718,67		1,6
				Всего толщина коллекторов неокома:						20,5
2	102	K <sub>1a</sub> l <sub>3</sub> +K <sub>2s</sub>	370-544	-24,0	368,8	370	-392,80	-394,00		1,2
		K <sub>1a</sub>	544-648	-24,0	638	648	-662,00	-672,00	10	
		K <sub>1nc</sub>	648-700	-24,0	659,9	663,9	-683,90	-687,90	4	4
				-24,0	676,5	678	-700,50	-702,00		1,5
				-24,0	680,1	682,8	-704,10	-706,80		2,7
				-24,0	688,3	689,9	-712,30	-713,90		1,6
				-24,0	691,5	694,8	-715,50	-718,80		3,3
				Всего толщина коллекторов неокома:						13,1
3	19	K <sub>1a</sub> l <sub>3</sub> +K <sub>2s</sub>	340-414	-24,7	398,1	403,5	-422,80	-428,20		5,4
				-24,7	406,5	410,2	-431,20	-434,90		3,7
		K <sub>1a</sub>	563-659	-24,7	650,5	659,1	-675,20	-683,80	8,6	
		K <sub>1nc</sub>	659-710	-24,7	678,3	679,9	-703,00	-704,60		1,6
				-24,7	681,1	682,8	-705,80	-707,50		1,7
				-24,7	686,1	688,3	-710,80	-713,00		2,2
				-24,7	689,9	693,3	-714,60	-718,00		3,4
				-24,7	704,8	708,7	-729,50	-733,40		3,9
				Всего толщина коллекторов неокома:						12,8
4	1	K <sub>1a</sub> l <sub>3</sub> +K <sub>2s</sub>	367-491	-23,05	367,6	375,1	-390,65	-398,15		7,5
				-23,05	397,3	408,9	-420,35	-431,95		11,6
				-23,05	447,4	450,4	-470,45	-473,45		3
				-23,05	466,4	476,3	-489,45	-499,35		9,9
		K <sub>1a</sub>	530-658	-23,05	653,2	658	-676,25	-681,05	4,8	
		K <sub>1nc</sub>	658-768	-23,05	684	693,9	-707,05	-716,95		9,9
				-23,05	697,1	717	-720,15	-740,05		19,9
				-23,05	744,7	749,7	-767,75	-772,75		5
				Всего толщина коллекторов неокома:						34,8
5	15	K <sub>1a</sub> l <sub>3</sub> +K <sub>2s</sub>	355-477	-24,52	450,9	457,1	-475,42	-481,62		6,2
				-24,52	458,9	461,6	-483,42	-486,12		2,7
		K <sub>1a</sub>	532-632	-24,52	626	632	-650,52	-656,52	5,4	
		K <sub>1nc</sub>	632-749	-24,52	656,5	659	-681,02	-683,52		2,5



№ п/п	Скважина	Горизонт	Интервал горизонта, м	Альтитуда, м	Интервал коллектора, м		Абсолютная отметка, м		Эффектив- ная мощность, м	
					кровля	подошва	кровля	подошва	нефть	вода
				-24,52	663,9	665,8	-688,42	-690,32		1,9
				-24,52	669,4	676,7	-693,92	-701,22		7,3
<b>Всего толщина коллекторов неокома:</b>										<b>11,7</b>
6	23	K <sub>1a</sub> l <sub>3</sub> +K <sub>2s</sub>	283-370	-24,06	346,4	355,1	-370,46	-379,16		8,7
				-24,06	363	367,5	-387,06	-391,56		4,5
		K <sub>1a</sub>	547-650	-24,06	635,8	649,4	-659,86	-673,46	11,6	
				-24,06	659	660	-683,06	-684,06	1	1
		K <sub>1nc</sub>	650-732	-24,06	661	662,2	-685,06	-686,26	1,2	1,2
				-24,06	662,8	664,9	-686,86	-688,96	2,1	2,1
				-24,06	683,1	684,8	-707,16	-708,86		1,7
				-24,06	689,7	696,9	-713,76	-720,96		7,2
				-24,06	708,7	711,9	-732,76	-735,96		3,2
				-24,06	722	727,1	-746,06	-751,16		5,1
				<b>Всего толщина коллекторов неокома:</b>						<b>21,5</b>
7	53	K <sub>1a</sub> l <sub>3</sub> +K <sub>2s</sub>	378-550	-23	376	377,6	-399,00	-400,60		1,6
				-23	648	649,5	-671,00	-672,50	1,5	
		K <sub>1a</sub>	550-658	-23	650,9	657,6	-673,90	-680,60	6,7	
				-23	669,5	671,5	-692,50	-694,50		2
		K <sub>1nc</sub>	658-730	-23	687,1	689,2	-710,10	-712,20		2,1
				-23	693,2	694,7	-716,20	-717,70		1,5
				-23	700	702,5	-723,00	-725,50		2,5
				<b>Всего толщина коллекторов неокома:</b>						<b>8,1</b>
8	88	K <sub>1a</sub> l <sub>3</sub> +K <sub>2s</sub>	295-376	-24	355	365	-379,00	-389,00		10
				-24	648,3	657,7	-672,30	-681,70	9,4	
		K <sub>1nc</sub>	658-700	-24	670,1	672,8	-694,10	-696,80		2,7
				-24	686,4	688,3	-710,40	-712,30		1,9
				-24	696,4	702,7	-720,40	-726,70		6,3
				<b>Всего толщина коллекторов неокома:</b>						<b>10,9</b>
9	118	K <sub>1a</sub> l <sub>3</sub> +K <sub>2s</sub>	333-392	-24	371,8	379,6	-395,80	-403,60		7,8
				-24	387,3	392,2	-411,30	-416,20		4,9
		K <sub>1a</sub>	542-635	-24	626,3	628,4	-650,30	-652,40	2,4	
				-24	628,4	634,8	-652,40	-658,80		6,4
		K <sub>1nc</sub>	635-700	-24	669	670	-693,00	-694,00		1
				-24	673,8	678,3	-697,80	-702,30		4,5
				<b>Всего толщина коллекторов неокома:</b>						<b>5,5</b>
10	3	K <sub>1a</sub> l <sub>3</sub> +K <sub>2s</sub>	299-383	-23,43	359,8	368,6	-383,23	-392,03		8,8
				-23,43	377,2	379,6	-400,63	-403,03		2,4
				-23,43	381,7	383,2	-405,13	-406,63		1,5
		K <sub>1a</sub>	560-662	-23,43	650	663,2	-673,43	-686,63	10,4	
				-23,43	666,8	667,9	-690,23	-691,33		1,1
		K <sub>1nc</sub>	662-793	-23,43	676	680	-699,43	-703,43		4

№ п/п	Скважина	Горизонт	Интервал горизонта, м	Альтитуда, м	Интервал коллектора, м		Абсолютная отметка, м		Эффектив- ная мощность, м	
					кровля	подошва	кровля	подошва	нефть	вода
				-23,43	695,3	696,7	-718,73	-720,13		1,4
				-23,43	698,7	703,9	-722,13	-727,33		5,2
				-23,43	705	715,4	-728,43	-738,83		10,4
				-23,43	741	751,9	-764,43	-775,33		10,9
				<b>Всего толщина коллекторов неокома:</b>						<b>33,0</b>
11	11	K <sub>1a13</sub> +K <sub>2s</sub>	389-564	-23,00	434,4	438	-357,4	-461		3,6
				-23,00	439	443,6	-462	-466,6	85	4,6
				-23,00	450,2	455,4	-473,2	-478,4		5,2
				-23,00	458,2	461	-481,2	-484		2,8
				-23,00	462,8	464,4	-485,8	-487,4		1,6
				-23,00	481,8	484	-504,8	-507		2,2
				-23,00	487	489,2	-510	-512,2		2,2
		K <sub>1a</sub>	564-674	-23,00	592	594,4	-615	-617,4		2,4
				-23,00	597,6	600	-620,6	-623		2,4
				-23,00	660	665	-683	-688	5	
				-23,00	665	673	-688	-696		8
		K <sub>1nc</sub>	674-800	-23,00	682,4	683,6	-705,4	-706,6		1,2
				-23,00	684,4	688,4	-707,4	-711,4		4
				-23,00	696,8	698,6	-719,8	-721,6		1,8
				-23,00	708,2	726,8	-731,2	-749,8		18,6
				-23,00	736,8	740,4	-759,8	-763,4		3,6
				-23,00	750,2	754,2	-773,2	-777,2		4
				-23,00	755,4	760,8	-778,4	-783,8		5,4
				<b>Всего толщина коллекторов неокома:</b>						<b>38,6</b>
12	18	K <sub>1a13</sub> +K <sub>2s</sub>	398-573	-23,75	435,8	438,2	-459,55	-461,95		2,4
				-23,75	443	448,2	-466,75	-471,95		5,2
				-23,75	451,2	453	-474,95	-476,75		1,8
				-23,75	465,4	467,4	-489,15	-491,15		2
				-23,75	486	494	-509,75	-517,75		8
				-23,75	495,6	498,4	-519,35	-522,15		2,8
				-23,75	502	504,2	-525,75	-527,95		2,2
		K <sub>1a</sub>	573-683	-23,75	603	605,6	-626,75	-629,35		2,6
				-23,75	607,6	610,6	-631,35	-634,35		3
				-23,75	675	679	-698,75	-702,75		4
				-23,75	682	684	-705,75	-707,75		2
		K <sub>1nc</sub>	683-750	-23,75	687,8	688,6	-711,55	-712,35		0,8
				-23,75	689,8	691	-713,55	-714,75		1,2
				-23,75	698	702	-721,75	-725,75		4
				-23,75	721	726,2	-744,75	-749,95		5,2
				-23,75	727,4	738,2	-751,15	-761,95		10,8
				<b>Всего толщина коллекторов неокома:</b>						<b>22,0</b>

№ п/п	Скважина	Горизонт	Интервал горизонта, м	Альтитуда, м	Интервал коллектора, м		Абсолютная отметка, м		Эффектив- ная мощность, м	
					кровля	подошва	кровля	подошва	нефть	вода
13	22	K <sub>1a13</sub> +K <sub>2s</sub>	377-555	-22,80	421	427,2	-443,8	-450		6,2
				-22,80	472,2	482,2	-495	-505		10
				-22,80	484,4	488,6	-507,2	-511,4		4,2
		K <sub>1a</sub>	555-662	-22,80	651	662	-673,8	-684,8	11	
		K <sub>1nc</sub>	662-750	-22,80	673,2	677,6	-696	-700,4		4,4
				-22,80	685,6	688,8	-708,4	-711,6		3,2
				-22,80	695,8	700,2	-718,6	-723		4,4
				-22,80	703,8	706,6	-726,6	-729,4		2,8
				-22,80	708	710,2	-730,8	-733		2,2
				-22,80	723,4	727,4	-746,2	-750,2		4
				-22,80	737,4	741,4	-760,2	-764,2		4
				-22,80	743	746,6	-765,8	-769,4		3,6
				Всего толщина коллекторов неокома:						28,6
14	32	K <sub>1a13</sub> +K <sub>2s</sub>	391-567	-24,00	432	433,6	-456	-457,6		1,6
				-24,00	443,2	446	-467,2	-470		2,8
				-24,00	447,6	451,8	-471,6	-475,8		4,2
				-24,00	458,8	460,6	-482,8	-484,6		1,8
				-24,00	487,2	491,4	-511,2	-515,4		4,2
		K <sub>1a</sub>	567-676	-24,00	594	596,4	-618	-620,4		2,4
				-24,00	660	663	-684	-687	3	
				-24,00	664	671	-688	-695		7
				-24,00	672	676	-696	-700		4
		K <sub>1nc</sub>	676-750	-24,00	686,4	688,4	-710,4	-712,4		2
				-24,00	689,2	690	-713,2	-714		0,8
				-24,00	711,6	719,4	-735,6	-743,4		7,8
				-24,00	721,8	730,2	-745,8	-754,2		8,4
				Всего толщина коллекторов неокома:						19,0
15	35	K <sub>1a13</sub> +K <sub>2s</sub>	413-586	-23,69	473,6	479,8	-497,29	-503,49		6,2
				-23,69	486	493,2	-509,69	-516,89		7,2
		K <sub>1a</sub>	586-696	-23,69	681	696	-704,69	-719,69		15
		K <sub>1nc</sub>	696-810	-23,69	702,8	705	-726,49	-728,69		2,2
				-23,69	720,6	727,4	-744,29	-751,09		6,8
				-23,69	731,2	736,2	-754,89	-759,89		5
				-23,69	747,8	752,2	-771,49	-775,89		4,4
				-23,69	764	768,8	-787,69	-792,49		4,8
				-23,69	773,6	775,2	-797,29	-798,89		1,6
				Всего толщина коллекторов неокома:						24,8
16	54*	K <sub>1a13</sub> +K <sub>2s</sub>	382-560	-24,63	426,8	429,4	-451,43	-454,03		2,6
				-24,63	444,2	446,4	-468,83	-471,03		2,2
				-24,63	449,2	451,6	-473,83	-476,23		2,4
		K <sub>1a</sub>	560-669	-24,63	654	656	-678,63	-680,63	2	

№ п/п	Скважина	Горизонт	Интервал горизонта, м	Альтитуда, м	Интервал коллектора, м		Абсолютная отметка, м		Эффектив- ная мощность, м	
					кровля	подошва	кровля	подошва	нефть	вода
					-24,63	658	664	-682,63	-688,63	6
		K <sub>1nc</sub>	669-700	-24,63	679,4	680,4	-704,03	-705,03		1
				-24,63	681,6	682,8	-706,23	-707,43		1,2
				-24,63	684,2	685,2	-708,83	-709,83		1
				<b>Всего толщина коллекторов неокома:</b>						<b>3,2</b>

\*Примечание: Скважина №54 вскрыла только верхние 31 м неокома, поэтому в ней небольшая толщина коллекторов неокома.

## **ТЕКСТОВЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ**

## Приложение 1

**П Р О Т О К О Л № 1973 -18**  
**рабочего заседания Государственной комиссии**  
**по экспертизе недр**

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

30 октября 2018 года

г. Астана

**Присутствовали:**

Председатель Комиссии

Надырбаев А.А.

И. о. заместителя председателя  
Комитета геологии и недропользования

Тналиев М.М.

Члены Комиссии:

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

Автор отчета:

Имашева Г.К.

**Приглашенные:**от АО «ЭмбаМунайГаз»  
Управляющий директор  
по разработке месторождений

Козов К.С.

от Филиала ТОО «НИИ ТДБ  
«КазМунайГаз» «КаспийМунайГаз»  
в г. Атырау:  
директор департамента  
по подсчету запасов  
главный специалистГорячкин И.И.  
Жакупова А.К.

Председательствовал

Надырбаев А.А.1.

**ГКЭН рассмотрены:**

1.1. «Отчет по выбору геологического резервуара для утилизации попутной воды в районе месторождения Ровное», АО «Эмбаунайгаз», Филиал ТОО «НИИ технологий добычи и бурения «КазМунайГаз» «Каспиймунайгаз» в г. Атырау; отв. исп. Имашева Р.К.

**1.2. Авторская справка****2. ГКЭН отмечает:**

2.1. «Отчет по выбору геологического резервуара для утилизации попутной воды в районе месторождения Ровное» направлен АО «Эмбаунайгаз» с заявлением о выдаче лицензии на использование пространства недр согласно ст. 251 Кодекса о недрах и недропользовании от 27.12.2017 года (далее Кодекс).

Целевое назначение использования пространства недр - сброс в недра попутно-добываемых из нефтегазовых залежей пластовых вод на месторождении Юго-Западное Камышитовое, расположенного в 5 км восточнее от месторождения Ровное. Недропользователем месторождений является АО «Эмбаунайгаз».

Необходимость утилизации попутно-добываемых вод в глубокие водоносные горизонты возникла в связи со значительным увеличением обводненности продуктивных залежей, снижающей показатели добычи.

Отчет выполнен за счет средств недропользователя Филиалом ТОО «НИИ технологий добычи и бурения «КазМунайГаз» «Каспиймунайгаз» в г. Атырау согласно Договору № 1303-113-122/ДГР от 23.07.2018.

По Техническому заданию на выполнение работ:

- работа заложена с целью создания полигона утилизации сточных вод в районе месторождения Ровное;
- ожидаемые объемы утилизации сточных вод - 500 м<sup>3</sup>/сут и более;
- ожидаемые результаты - отчет о геологическом строении участка недр предполагаемого под закачку сточных вод, оценка степени изученности участка, рекомендации по проведению дальнейших работ на участке.

Таким образом, составление данного отчета является первоначальным этапом изучения участка в целях создания полигона утилизации пластовых вод, что соответствует поисковой стадии.

В этой связи, представленная геологическая информация не отвечает требованиям Кодекса для выдачи лицензии на использование пространства недр - эксплуатацию полигона, так как на участке необходимо проведение следующего этапа изучения - разведки с выполнением комплекса специальных работ.

2.2. Месторождения Юго-Западное Камышитовое и Ровное расположены в прибрежной северной зоне Каспийского моря (лист L-39-X), в административном отношении - в пределах Исатайского района Атырауской области.

В качестве потенциальных участков (подземных резервуаров) для утилизации попутно-добываемых пластовых вод рассматривались оба месторождения и примыкающая к ним мутьовая зона.

В рамках отчета выполнен сбор и анализ имеющейся геологической информации по результатам ранее проведенных геологоразведочных, геофизических и буровых работ, связанных с изучением геологического строения и нефтегазоносности территории, разработкой месторождений.

По результатам изучения геологического строения, гидрогеологических условий участков, коллекторских свойств и характеристик водовмещающих горизонтов, с учетом технологической и экономической целесообразности предпочтение отдано месторождению Ровное.

2.3. Месторождение Ровное открыто и разрабатывается с 1978 года. На основании Контракта от 13.08.1998 № 211 - АО «Эмбаунайгаз». В настоящее время месторождение находится на поздней и завершающей стадии освоения, выработка запасов составляет - 95%.

В геолого-структурном отношении рассматриваемая площадь детально изучена предшествующими работами.

Структура Ровное приурочена к Южному склону Новобогатинского поднятия и к соляному отрогу, протягивающемуся от соляного ядра площади Камышитовый в сторону солянокупольной структуры Мартыши. Глубина залегания поверхности соли - минус 1400-1600 м. По надсолевым отложениям структура представляет собой антиклинальную складку размерами 4,5х2 км (по изогипсе минус 900 м). Выделяют относительно приподнятое северное крыло и опущенное южное, разобщенные между собой грабеном.

В геологическом строении принимают участие типичные для соляных куполов осадки, начиная от кунгурского яруса нижней перми до неоген-четвертичного возраста. Промышленная продуктивность месторождения установлена в аптских и неокомских отложениях на северном крыле структуры.

В гидрогеологическом отношении изученность разреза неоднородная. Наиболее изучены водоносный четвертичный комплекс и верхнеплиоценовый апшерон-акчагыльский горизонт неогена. Воды последнего используются для технических целей нефтепромысла. Более глубокие водоносные горизонты - юры и нижнего мела вскрыты и опробованы, с разной степенью детальности, попутно при промыслово-геофизических исследованиях на месторождении.

Направленность изучения территории отразилась на представительности графических приложений к отчету. В большей степени они характеризуют структурные особенности месторождений, в меньшей - гидрогеологические условия.

2.4. В качестве продуктивного пласта-коллектора выбраны водоносные неокомские отложения нижнего мела, представленные зелеными, зеленовато-серыми алевритовыми, слабослоистыми глинами с прослоями песков и песчаников. Пески мелко- и среднезернистые, зеленовато - серые, слоистые. Песчаники мелко- и среднезернистые, слоистые, слабосцементированные.

По материалам ГИС 6-ти скважин (№№ 11, 18, 22, 32, 35, 54), рассредоточенных по площади и удаленных друг от друга на расстояние



порядка 700 м, кровля неокома залегает на глубинах 662 - 696 м, подошва - на 700 - 810 м. Эффективная мощность составляет 22,7 м.

Сверху горизонт перекрыт, прослеживаемой в региональном плане, мощной пачкой глин аптского водоупора мощностью от 95 до 120 м. Региональным нижним водоупором - являются отложения верхней юры, вскрытая мощность которых - 124 м.

По данным геофизических исследований в скважинах значение пористости пласта варьирует в диапазоне 0,25 - 0,39 доли ед, коэффициент фильтрации составляет 1,53 м/сут.

Подземные воды горизонта имеют минерализацию 251,9 г/дм<sup>3</sup>, классифицируются как крепкие рассолы. По химическому составу являются хлоридно-натриевыми, относятся к хлоркальциевому типу по В.А. Сулину, III классу жесткости по Пальмеру. Удельная плотность вод - 1,1643 г/см<sup>3</sup>.

В целом, выбранный в качестве поглощающего коллектора горизонт отвечает основным критериям оценки участков недр, предназначенных для утилизации промышленных стоков: отложения обладают проницаемостью; залегают на значительной глубине; изолированы от выше и ниже лежащих горизонтов водоупорами; содержащиеся в пласте высокоминерализованные воды не могут быть использованы для хозяйственно-питьевого водоснабжения и бальнеологических целей.

На данном этапе изучения выбор пласта-коллектора для утилизации пластовых вод представляется обоснованным.

2.5. На месторождении Юго-Западное Камышитовое разрабатывается 21 нефтегазоносный горизонт: из них 3 горизонта в пермтриасовых отложениях, 10 горизонтов - в среднеюрских и 8 - в нижнемеловых отложениях. Часть попутно-добываемых вод используется для поддержания пластового давления, остальная - подлежит утилизации.

Состав пластовых вод изучен в общей смеси из всех продуктивных горизонтов нефтяных залежей. Минерализация вод составляет 260 г/дм<sup>3</sup> при плотности воды 1,175 г/см<sup>3</sup>. Воды представляют собой хлоридно-кальциевые рассолы, III класса жесткости по Пальмеру.

Качественный состав пластовых вод практически аналогичен составу подземных вод в продуктивном поглощающем горизонте. На этом основании авторами сделан вывод о совместимости смешиваемых вод при осуществлении утилизации.

На следующем этапе изучения участка необходимо провести специальные исследования на совместимость смеси предназначенных для утилизации пластовых вод и других возможных стоков с водами поглощающего горизонта.

2.6. Прогнозные гидродинамические расчеты (приемистости скважин, избыточного давления при производстве закачки, движения сточных вод в пласте) носят ориентировочный характер. Для изучения гидрогеологических параметров пласта-коллектора с целью уточнения границ создаваемого полигона (по площади и в разрезе), его эксплуатационных характеристик (интервалов, объемов закачки) требуется проведение опытно-фильтрационных работ.

В целом, выполненные на участке исследования ограничиваются выбором поглощающего коллектора, что соответствует поисковой стадии.

Согласно форме геологического отчета, утвержденной приказом и. о. Министра по инвестициям и развитию РК от 31.05.2018 № 418, категория изученности территории определяется как «недостаточно изученная».

В этой связи, представленная геологическая информация на данном этапе изучения участка недр может быть принята к сведению.

Для ее апробации, с целью получения лицензии на эксплуатацию создаваемого полигона, следует провести комплекс разведочных работ в рамках выполнения основных операций по недропользованию.

2.7. В отчете даны рекомендации по дальнейшему изучению и методам исследований выбранного участка для утилизации пластовых вод, снижению вредного воздействия на окружающую среду при закачке сточных вод в недра.

Недропользователю следует учитывать рекомендации авторов отчета.

### 3. ГКЭН постановляет:

3.1. По состоянию изученности на 01.10.2018 принять к сведению геологическую информацию по участку недр с целью создания полигона в районе месторождения Ровное в Атырауской области для утилизации попутно-добываемых вод на нефтепромыслах АО «Эмбаунайгаз».

3.2. Считать согласованным выбор неокомского горизонта нижнемеловых отложений на участке месторождения Ровное в качестве продуктивного пласта-коллектора.

3.2. Недропользователю (АО «Эмбаунайгаз»):

- с целью получения лицензии на использование пространства недр провести разведочные работы для изучения гидрогеологических параметров пласта-коллектора, определения контуров и эксплуатационных характеристик создаваемого полигона;

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

Председатель Комитета  
геологии и недропользования  
председатель ГКЭН



А. Надырбаев

**П Р О Т О К О Л № 2333-21-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 Ровное  
АО «Эмбаунайгаз»

8 июля 2021 года

г. Нур-Султан

**ПРИСУТСТВОВАЛИ:**

Председатель Комиссии

Тналиев М.М.

Члены Комиссии:

Байбатыров М.Ж.  
Калашникова Ж.К.  
Есенгазиев Ч.Ж.  
Шонан Ж.Б.

Секретарь комиссии

Ринатова Ж.Р.

Автор отчета

Рыбин В.М.

Независимый эксперт

Хусаинов Т.Н.

**ПРИГЛАШЕННЫЕ:**

От АО «Эмбаунайгаз»:

Мекебаев Д.Т.  
Ниязгалиев Б.А.

от АО «Атыраугидрогеология»:

Сабурова Н.Е.

от Управления гидрогеологии

Мукушева Г.С.

**Председательствовал**

**Тналиев М.М.**



**1. ГКЭН рассмотрены:**

**1.1.** Отчет о результатах работ по объекту: «Разведка полигона для закачки попутно-добываемых вод на месторождении Ровное 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 разведка полигона для закачки попутно-добываемых вод на месторождении Ровное АО «Эмбаунайгаз» составлен ТОО «Атыраугидрогеология» в соответствии с Договором №321056/2019/1 от 22.08.2019г. с АО «Эмбаунайгаз» и дополнением к Договору № 321056/2019/1-1 от 19.12.2019г.

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.

НГДУ «Жайыкмунайгаз» АО «Эмбаунайгаз» проводит разработку нефтяного месторождения Камышитовое Юго-Западное. При разработке попутно с добываемой нефтью извлекаются пластовые воды, количество которых стабильно возрастает по мере увеличения времени эксплуатации месторождения.

Предполагаемые объемы попутно-добываемых вод по месторождению Камышитовое Юго-Западное в настоящее время составляют 700 м<sup>3</sup>/сутки, с приростом до 2500 м<sup>3</sup>/сутки к 2037 году.

Необходимость подземного захоронения сточных вод обусловлена отсутствием альтернативных вариантов их утилизации другими способами.

**2.2.** Участок работ находится в Исатайском районе Атырауской области, на площади отработанного нефтяного месторождения Ровное, в пределах листа L-39-X международной разграфки.

Месторождение Ровное расположено в 5 км западнее месторождения Камышитовое Юго-Западное, находится на завершающей стадии разработки и является Контрактной территорией АО «Эмбаунайгаз».

В геологическом строении месторождения представлены отложения четвертичного, мелового, юрского и пермо-триасового возрастов. Пермо-триас вскрывается на глубинах от 1236 м.

Нефтеносным является один горизонт в кровле неокома - подошве апта.

В качестве коллекторов для захоронения выбраны неокомские водоносные горизонты, залегающие ниже нефтяного пласта. Наряду с этим, в геолого-гидрогеологическом разрезе полигона закачки выделен буферный водоносный горизонт альб-сеноманских отложений. Глубина залегания кровли неокомского горизонта по скважинам от 669 до 727 м.

Месторождение Ровное расположено на южной окраине мульды. У северных и северо-восточных границ мульды отложения неокома

выклиниваются под неоген-четвертичными образованиями на глубине от 30-50 до 200 м на расстоянии 15-20 км от месторождения Ровное.

Водовмещающие отложения в неоме представлены песчаными прослойками в глинистой толще общей мощностью от 5,5 м до 38,6 м. Подстилают горизонт глины верхнеюрского возраста мощностью до 100 м. Сверху неомский резервуар перекрыт прослеживаемыми в региональном плане глинами аптского возраста мощностью более 90 м.

Фильтрационные и емкостные характеристики определяются следующими параметрами: коэффициент фильтрации – 0,12-0,39 м/сутки, пьезопроводности –  $1,22 \cdot 10^6$  м<sup>2</sup>/сутки, пористости – 0,29.

**2.3.** Комплекс работ по изучению участка полигона для закачки попутно-добываемых вод включал в себя: капитальный ремонт скважин, геофизические исследования в скважинах (термометрия, резистивиметрия, ГК и др.), опытные работы (пробные откачки по 3 бр/см, опытные ступенчатые нагнетания по 27 бр/см на 1 скв. с разной производительностью), лабораторные исследования, камеральные работы.

Работы на участке выполнены согласно «Программы исследовательских работ (для проведения специальных гидрогеологических исследований) по месторождению Ровное», разработанной филиалом ТОО «НИИ ТДиБ «КазМунайГаз» «Каспиймунайгаз».

Полевые работы по капитальному ремонту скважин и их переводу в разряд нагнетательных и наблюдательных, гидрогеологические исследования в скважинах, химические анализы подземных вод и камеральные работы по составлению отчета выполнены ТОО «Атыраугидрогеология».

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

Лабораторные исследования по совместимости попутно-добываемых пластовых вод с подземными водами пласта-коллектора (неомского горизонта) выполнены лабораториями АО «НИПИнефтегаз».

По данным пробных откачек и опытных нагнетаний определены основные расчетные гидрогеологические параметры: мощность поглощающего горизонта (20,3 м), коэффициент фильтрации (0,26 м/сутки), пьезопроводности ( $1,22 \cdot 10^6$  м<sup>2</sup>/сутки), приемистости (8,48, 23,64 (м<sup>3</sup>/сутки)/атм).

**2.4.** В процессе разведки полигона закачки выполнены лабораторные исследования по изучению химического состава и физических свойств подземных вод месторождения Ровное, а также попутно-добываемых вод месторождения Камышитовое Юго-Западное.

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

Подземные воды неомского комплекса рассольные с минерализацией 194,2-297,2 г/л и практического значения для целей водоснабжения не имеют. Высокие значения минерализации подземных вод характеризует застойность режима. Минерализация попутно-добываемых вод - до 273,4 г/л.

Воды очень жесткие, общая жесткость изменяется от 136 до 280 мг-экв/л. Тип воды по классификации В.А. Сулина хлоркальциевый и хлормagneиный.



Для определения технологии захоронения попутно-добываемых вод были проведены лабораторные исследования по совместимости подземных вод неокомского горизонта месторождения Ровное и попутно-добываемых вод месторождения Камышитовое Юго-Западное.

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

По результатам лабораторных исследований расчетным методом установлено, что подземные воды неокомского комплекса со скважины №23 со смесью попутно-добываемых пластовых вод месторождения Камышитовое Юго-Западное стабильны, как по карбонату кальция, так и по сульфату кальция, а их смеси совместимы в любых процентных соотношениях по карбонату и сульфату кальция.

По определенной лабораторной опытной совместимости установлено, что смесь подземных вод неокомского комплекса со скважины №23 со смесью попутно-добываемых пластовых вод месторождения Камышитовое Юго-Западное совместима и не дает осадкообразования.

Сульфатвосстанавливающих бактерий в подземных водах неокома и смеси попутно добываемых пластовых вод месторождений не обнаружено.

По коррозионной активности подземные воды неокома и смесь попутно добываемых пластовых вод месторождений характеризуются как среднеагрессивные со скоростью коррозионного проникновения более 0,1 мм/год.

Рекомендована дополнительная водоподготовка для удаления механических примесей методом отстаивания и снижению содержания растворенного кислорода в воде, превышающего норматив в 3 раза в целях предотвращения снижения фильтрационных свойств коллектора.

В целом, совместимость пластовых и сточных вод удовлетворительная, и в условиях систематизированного лабораторного контроля, допустимая.

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

Гидродинамические расчеты оценки избыточного давления (напора), создаваемого закачкой, выполнены по формуле для полуограниченного пласта в системе «большого колодца» для 5 равномерно работающих скважин с суммарной загрузкой от 700 до 2500 м<sup>3</sup>/сутки на конец срока эксплуатации полигона (2037 г).

Прирост давления к концу срока эксплуатации полигона составит 66,59 атм.

Прогноз продвижения закачиваемых пластовых вод произведен применительно к главной линии тока в условиях полуограниченного пласта.

Расчетный радиус продвижения закачиваемых пластовых вод определен эмпирически методом подбора за весь срок эксплуатации 6205 суток, по результатам которых это расстояние составляет 1289,1 м.

Радиус растекания закачиваемых пластовых вод вдоль тектонического нарушения составит 1518 м.

Прогнозное увеличение давления на границе растекания утилизируемых вод в 1518 м составит 28,3 атм.

Прогнозное увеличение давления на границе выхода неокомского комплекса под неоген-четвертичные отложения мощностью менее 200 м в 15 км севернее месторождения Ровное составит 12,87 атм. Такое увеличение давления может вызвать выход подземных вод на поверхность земли.

Следовательно, утилизация попутно-добываемых вод на полигоне закачки месторождения Ровное в проектных объемах (от 700 до 2500 м<sup>3</sup>/сутки) недопустима.

Геолого-гидрогеологические условия территории позволяют провести закачку в неокомский водоносный комплекс ограниченных объемов стоков.

В этой связи, для установления безопасного режима утилизации попутно-добываемых пластовых вод рекомендуется провести пробную эксплуатацию полигона закачки в течении пяти лет в объеме 500 м<sup>3</sup>/сутки.

Для эксплуатации полигона с указанным объемом закачки достаточно подготовленных в процессе разведки полигона двух нагнетательных скважин. По авторским расчетам прирост давления через 5 лет в районе нагнетательной скважины № 3 составит 29,50 атм. Радиус растекания от скважины №3 составит 793 м при приросте давления на границе растекания 7,05 атм.

**2.6.** Система нагнетательных и наблюдательных скважин на данном этапе определена в количестве 2-х (№ 3, 23) и 3-х (№ 15, 19, 118) скважин, соответственно.

До начала работы полигона необходимо дополнительно построить три наблюдательные скважины по окраинам мульды на участках выхода неокомского горизонта под неоген-четвертичные отложения.

Одну скважину - на территории месторождения Новобогатинское Западное, в 17,5 км севернее месторождения Ровное, на неоген-четвертичные водоносные горизонты. Вторую - в 15-16 км восточнее, в районе месторождения Новобогатинское Юго-Восточное на неокомский горизонт. Еще одну - на неоген-четвертичные отложения в 2,3 км северо-западнее границ горного отвода месторождения Новобогатинское Юго-Восточное.

Основные рекомендации недропользователю при эксплуатации сводятся к следующему:

- необходимо вести постоянный контроль над техническим состоянием нагнетательных скважин, величиной устьевое и забойного давления;
- приемистость нагнетательных скважин должна обеспечивать проектный объем закачки сточных вод при допустимом забойном давлении;
- нагнетательная скважина должна иметь специальную запорную арматуру, позволяющую эффективно контролировать процесс закачки;
- необходимо вести ежесуточное определение объема закачиваемых сточных вод;
- объем закачки - не более 500 м<sup>3</sup>/сутки;



- закачку проводить равномерно и попеременно в нагнетательные скважины № 3, 23;
- необходимо вести наблюдения за режимом пластового давления во всех имеющихся наблюдательных скважинах полигона и в скважинах, которые будут пробурены по окраинам мульды на участках выхода неокомского горизонта под неоген-четвертичные отложения;
- при приросте давлений выше предельных в наблюдательных скважинах полигона закачка в пласт-коллектор должна быть прекращена;
- необходимо вести регулярные наблюдения по окраинам мульды. В случае появления по окраинам мульды мочажин, родников, закачка в пласт-коллектор должна быть прекращена;
- при повышении уровня воды в неокомском водоносном горизонте в удаленных наблюдательных скважинах закачку также следует прекратить. При этом следует учитывать, что после прекращения закачки еще некоторое время подъем уровня воды будет продолжаться.

Если в течение 5 лет эксплуатации полигона гидродинамические условия пласта не изменятся, необходимо проанализировать все полученные материалы и по их результатам обосновать возможность дальнейшей его эксплуатации.

**2.7.** В отчете даны рекомендации по рациональному строительству и пробной эксплуатации участка недр для закачки попутно-добываемых вод, ведению систематического мониторинга недр и окружающей среды. Эксплуатирующей организации в дальнейшем следует принять их как руководство к действиям.

**2.8.** Для обеспечения полноты и достоверности опережающего изучения недр в процессе пробной эксплуатации полигона для закачки попутно-добываемых вод, а также получения исчерпывающей информации для разработки и осуществления природоохранных мероприятий, недропользователю необходимо в обязательном порядке осуществлять специальный комплекс мониторинговых исследований и режимных наблюдений. Вопросы охраны недр и окружающей среды являются приоритетными и обязательными для решения.

### **3. ГКЭН постановляет:**

**3.1.** Материалы отчета о результатах работ по разведке полигона закачки попутно-добываемых вод на месторождении Ровное АО «Эмбаунайгаз» считать апробированными по состоянию изученности на 01.06.2021 г.

**3.2.** Срок действия Лицензии на использование пространства недр ограничить до 5 лет.

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

- площадь полигона – 0,45 км<sup>2</sup> (прямоугольник 1,5х0,3 км, содержащий в центре линию, соединяющую скважины №3 и 23 в пределах горного отвода



АО «Эмбаунайгаз» на право недропользования для добычи углеводородного сырья на нефтяном месторождении Ровное);

- интервал закачки – 654,0-715,4 м;
- объем закачки – не более 500 м<sup>3</sup>/сутки;
- глубина исследований – до 800 м.

**3.4. Недропользователю необходимо:**

3.4.1. Пробурить до начала эксплуатации полигона закачки наблюдательные скважины по окраинам мульды на неоген-четвертичные и неокомские водоносные горизонты.

3.4.2. Организовать специальную режимную сеть с прослеживанием изменений природной среды. Обратить особое внимание на изменения гидродинамических условий в пласте, уровней подземных вод в неокомском водоносном горизонте в удаленных наблюдательных скважинах, состояние окружающей среды по окраинам мульды.

3.4.3. Принять во внимание рекомендации авторов отчета и независимого эксперта при организации, строительстве и эксплуатации полигона.

3.4.4. Руководствоваться при эксплуатации полигона рекомендациями п.2.6 настоящего протокола.

3.4.5. Вести системный мониторинг за эксплуатацией полигона (режим эксплуатации, техническое состояние нагнетательных скважин, объемы, давление в пласте и на устье, качественный состав попутно-добываемых и пластовых вод) и мониторинг подземных вод на специальной режимной сети наблюдений.

3.5. МД «Запказнедра» установить контроль в части геологического изучения недр и мониторинговых исследований на полигоне захоронения стоков месторождения Ровное АО «Эмбаунайгаз».

Заместитель председателя  
Комитета геологии,  
заместитель председателя ГКЭИ



М. Тналиев

**ПРОТОКОЛ № 5****Заседания геолого-технического совета****ТОО «Атыраугидрогеология»****Дата проведения заседания:**

« 4 » 10 2021г

**Место проведения заседания:**

г.Атырау, с.Томарлы, ул. К.Исмагулова, 2

**Присутствовали:**

Байкадамова А.Ж.	– председатель ГТС, координатор гидрогеологической службы ТОО «Атыраугидрогеология»
Қабдығалиева С.Ғ.	– секретарь ГТС, техник-гидрогеолог
Кадыргалиева Ж.К.	– член ГТС, геолог
Жемискалиева Г.А.	– член ГТС, гидрогеолог
Сабурова А.Е.	– член ГТС, гидрогеолог
Ибрагимова А.Ш.	– член ГТС, гидрогеолог

**Повестка дня:**

Рассмотрение «Проект эксплуатации пространства недр для утилизации попутно-добываемых вод в районе месторождения Ровное».

Проект составлен в соответствии с договором №557304/2021/1 от 20.05.2021г. специалистами ТОО «Атыраугидрогеология».

**Краткое изложение:**

Проект выполнен после апробации геологического отчета (Протокол №№ 2333-21-А ГКЭН от 08.08.2021г) с целью получения лицензии под участок закачки попутно-добываемых вод на месторождении Ровное, находящегося в консервации.

Захоронение попутно-добываемых вод с месторождения Камышитовое Юго-Западное АО «Эмбаунайгаз» планируется на территории месторождения Ровное. Участок находится в границах Горного отвода, выданного АО «Эмбаунайгаз» под разработку нефтяного месторождения Ровное.

Ожидаемый срок эксплуатации участка захоронения – 5 лет. Прогнозные объемы 500 м<sup>3</sup>/сут.

Водоносный неокомский комплекс в районе работ отсутствует только в сводах некоторых куполов, где залегают породы юры. В остальных случаях имеет повсеместное распространение.

Водоносными являются прослой песчаников и песков среди глин. Но структуре Ровное в неокме от 2 до 7 водоносных горизонтов. Пьезометрические уровни устанавливаются на глубинах от 19,1 до 30,8м. При понижениях от 19,9 до 30,4м дебит скважин составил 0,6л/с.

На момент составления проекта были подготовлены 5 скважин (2 нагнетательные и 3 наблюдательные) из фонда законсервированных и ликвидированных скважин АО «Эмбаунайгаз».

ТОО «Атыраугидрогеология» был проведен капитальный ремонт в скважинах (КРС) и полевые работы согласно утвержденного проекта с видами и объемами работ.

Полевые работы выполнялись в период III кв. 2019 г. - IV кв. 2020 г. Частично, а именно геофизические и гидродинамические исследования в нагнетательных скважинах выполнила сервисная геофизическая компания ТОО «БатысГеоЗерттеу».

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

Лабораторно-исследовательские работы на совместимость закачиваемых вод с подземными водами неокмского горизонта проведены в лаборатории научно-исследовательского лабораторного центра АО «НИПИнефтегаз».

Проведенные опытные нагнетания доказали высокую приемистость поглощающего горизонта. По двум проведенным опытным нагнетаниям приемистость составила 484 и 525 м<sup>3</sup>/сут на одну скважину.

Были рекомендованы мероприятия по дальнейшей работе участка закачки с учетом проведенных лабораторных исследований полного химического, микрокомпонентного состава пластовых и закачиваемых вод и их совместимости и специальный комплекс мероприятий по охране недр и окружающей среды.

#### ГТС ПОСТАНОВЛЯЕТ:

1. Принять «Проект эксплуатации пространства недр для утилизации попутно-добываемых вод в районе месторождения Ровное»;
2. Направить проект дальнейшее согласование заказчику.

Председатель  
Секретарь



ТОО  
«АТЫРАУГИДРОГЕОЛОГИЯ»  
ЖШС  
БИН 0803400154/19

Байкадамова А.Ж.  
Қабдығалиева С.Ғ.



## ПРОТОКОЛ № 10

Совместного геолого-технического совещания АО «Эмбаунайгаз» и ТОО «Атыраугидрогеология»

Дата проведения заседания:

« 12 » « X » 2021г

Место проведения заседания:

г.Атырау, ул. Валиханова 1, офис АО «Эмбаунайгаз»

Присутствовали:

От АО «Эмбаунайгаз»

Мекебаев Д.Т.

– директор департамента геологии и  
разработки месторождений;

Ержангалиев А.Е.

– начальник отдела разработки НГМ;

От НГДУ «Жайыкмунайгаз»

Ниязгалиев Б.А.

– заместитель начальника НГДУ  
«Жайыкмунайгаз»

ТОО «Атыраугидрогеология»

Байкадамова А.Ж.

– координатор гидрогеологической  
службы ТОО «Атыраугидрогеология»

Қабдығалиева С.Ғ.

– техник-гидрогеолог

В рамках совещания на обсуждении следующий материал:

Рассмотрение «Проект эксплуатации пространства недр для утилизации попутно-добываемых вод в районе месторождения Ровное».

Составление данного проекта обусловлено необходимостью получения Лицензии на использование пространства недр, не связанного с добычей УВ.

**Повестка дня:**

«Проект эксплуатации пространства недр для утилизации попутно-добываемых вод в районе месторождения Ровное» составлен в соответствии с договором №557304/2021/1 от 20.05.2021г. специалистами ТОО «Атыраугидрогеология».

**Краткое изложение:**

Проект выполнен после апробации геологического отчета (Протокол №№ 2333-21-А ГКЭН от 08.08.2021г) с целью получения лицензии под участок закачки попутно-добываемых вод на месторождении Ровное, находящегося в консервации.

Захоронение попутно-добываемых вод с месторождения Камышитовое Юго-Западное АО «Эмбаунайгаз» планируется на территории месторождения Ровное. Участок находится в границах Горного отвода, выданного АО «Эмбаунайгаз» под разработку нефтяного месторождения Ровное.

Ожидаемый срок эксплуатации участка захоронения – 5 лет. Прогнозные объемы 500м<sup>3</sup>/сут.

Водоносный неокомский комплекс в районе работ отсутствует только в сводах некоторых куполов, где залегают породы юры. В остальных случаях имеет повсеместное распространение.

Водоносными являются прослои песчаников и песков среди глин. Но структуре Ровное в неокоме от 2 до 7 водоносных горизонтов. Пьезометрические уровни устанавливаются на глубинах от 19,1 до 30,8м. При понижениях от 19,9 до 30,4м дебит скважин составил 0,6л/с.

На момент составления проекта были подготовлены 5 скважин (2 нагнетательные и 3 наблюдательные) из фонда законсервированных и ликвидированных скважин АО «Эмбаунайгаз».

Проведенные опытные нагнетания доказали высокую приемистость поглощающего горизонта. По двум проведенным опытным нагнетаниям приемистость составила 484 и 525 м<sup>3</sup>/сут на одну скважину.

Проектом рекомендованы мероприятия по дальнейшей работе участка закачки с учетом проведенных лабораторных исследований полного химического, микрокомпонентного состава пластовых и закачиваемых вод и их совместимости и специальный комплекс мероприятий по охране недр и окружающей среды.

**ГТС ПОСТАНОВЛЯЕТ:**

1. Принять «Проект эксплуатации пространства недр для утилизации попутно-добываемых вод в районе месторождения Ровное»;
2. Направить дальнейшее согласование в контролирующие органы.

Председатель  
Секретарь



Мекебаев Д.Т.  
Ержангалиев А.Е.

1 - 1

"Қазақстан Республикасы Төтенше жағдайлар министрлігінің Өнеркәсіптік қауіпсіздік комитетінің Атырау облысы бойынша департаменті" республикалық мемлекеттік мекемесі



Республиканское государственное учреждение "Департамент Комитета промышленной безопасности Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Казахстан по Атырауской области"

Атырау Қ.Ә., Даңғылы Мұхтар Өуезов, № 53А үй

Атырау Г.А., Проспект Мұхтар Өуезов, дом № 53А

Номер: KZ64VQR00028398

Дата выдачи: 21.10.2021 г.

Акционерное общество "Эмбаунайгаз"

060002, Республика Казахстан, Атырауская область, Атырау Г.А., г.Атырау, улица Шоқан Уәлиханов, дом № 1

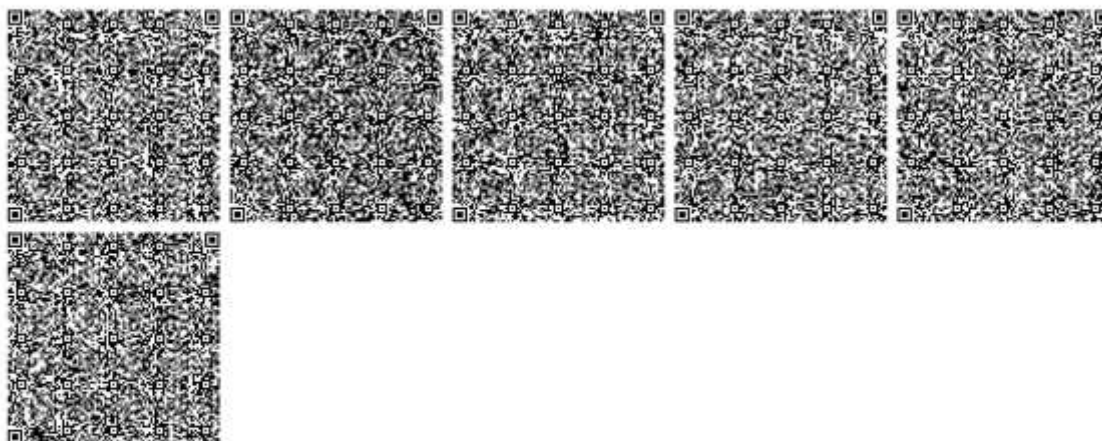
### ПИСЬМО-СОГЛАСОВАНИЕ

Республиканское государственное учреждение "Департамент Комитета промышленной безопасности Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Казахстан по Атырауской области", в соответствии со статьей 78 Закона Республики Казахстан "О гражданской защите", согласовывает проект "«Проект эксплуатации пространства недр для утилизации попутно-добываемых вод в районе месторождения Ровное»" в части промышленной безопасности.

Условием действия данного согласования является обязательное соблюдение законодательства, правил и других действующих нормативных документов по промышленной безопасности Республики Казахстан.

Руководитель департамента

Мурзагалиев Даулет Амирханович



Бұл құжат КР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электрондық құжат және электрондық қолжазбалардың заңдары туралы заңның 7 бабы, 1 тармағына сәйкес қолжазбаларды цифрмен таң. Электрондық құжат [www.eicense.kz](http://www.eicense.kz) порталында құрылған. Электрондық құжат түпнұсқасын [www.eicense.kz](http://www.eicense.kz) порталында тексері аласыз. Дұрыс құжаттың сәйкесінше пунтты 1-статья 7-ЗРК от 7 января 2003 года «Об электронном документе и электронной цифровой подписи» равнозначен документу на бумажном носителе. Электронный документ сформирован на портале [www.eicense.kz](http://www.eicense.kz). Проверить подлинность электронного документа вы можете на портале [www.eicense.kz](http://www.eicense.kz).





№ 24-27-6-9/1723-И от 19.10.2021  
«Қазақстан Республикасының  
Денсаулық сақтау министрлігі  
Санитариялық-  
эпидемиологиялық бақылау  
комитеті Атырау облысының  
санитариялық-  
эпидемиологиялық бақылау  
департаменті» республикалық  
мемлекеттік мекемесі



Республиканское  
государственное учреждение  
«Департамент санитарно-  
эпидемиологического контроля  
Атырауской области Комитета  
санитарно-эпидемиологического  
контроля Министерства  
здравоохранения  
Республики Казахстан»

060007 Атырау қаласы, Гурьевская көшесі, 7а  
Тел/факс: (7122) 354039  
e-mail: dldbbu\_ [atyrau@dsm.gov.kz](mailto:atyrau@dsm.gov.kz)

060007 город Атырау, ул. Гурьевская, 7а  
Тел/факс: (7122) 354039  
e-mail: dldbbu\_ [atyrau@dsm.gov.kz](mailto:atyrau@dsm.gov.kz)

**Руководителю службы разработки  
НГМ АО «Эмбамұнайгаз»  
А.Даулетову**

*На Ваше №118-08/21 от 13.10.2021г*

В соответствии пункта 18 статьи 9 Кодекса «О здоровье народа и системе здравоохранения» №360- VI ҚРЗ от 07.07.2020 года в компетенцию государственного органа в сфере санитарно-эпидемиологического благополучия населения входит выдача санитарно-эпидемиологического заключения о соответствии объекта государственного санитарно-эпидемиологического контроля и надзора, проектов нормативной документации по предельно допустимым выбросам и предельно допустимым сбросам вредных веществ и физических факторов в окружающую среду, зонам санитарной охраны и санитарно-защитным зонам, на новые виды сырья и продукции нормативным правовым актам в сфере санитарно-эпидемиологического благополучия населения;

Выдача санитарно-эпидемиологических заключений на другие проектные документации не предусмотрена Кодексом "О здоровье народа и системе здравоохранения".

В связи с этим, в случае несогласия с ответом государственного органа, Вы вправе обжаловать в соответствии со статьей 91 «Административного процедурно- процессуального Кодекса Республики Казахстан» №350-VI ҚРЗ от 29.06.2020 года.

**Руководитель**

**М.Танауов**

✉ А. Искакова  
☎ 8 (7122) 32-83-20  
✉ [ajgul.iskakova@dsm.gov.kz](mailto:ajgul.iskakova@dsm.gov.kz)