Товарищество с
ограниченной ответственностью
«SED»

Карачаганак
Петролеум
Оперейтинг б.в.

УТВЕРЖДАЮ:

Зам. генерального
директора, директор
по производству КПО б.в.

Lowmass Adam
Deputy General Director
Operations Director

_____А. Лоумасс

«22» апреля 2022 г.

Отчет о возможных воздействиях

Дополнения №3
к проекту закачки промышленных сточных вод Карачаганакского НКГМ в глубокозалегающие водоносные горизонты в части корректировки проектных показателей и раздела ОВОС

(Дополнение 01 к контракту № AP/Y/18/0212)
в двух книгах

Книга 1 - Текст

Директор ТОО «SED» _____ **В.В. Носков**

Аксай / Алматы - 2022 г.

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Директор проекта	Калмыкова Н.В.
Ответственный исполнитель, директор департамента экологического проектирования и разработки ОВОС	Петухова Е.А.
Старший менеджер департамента экологического проектирования и разработки ОВОС	Зеленин А.А.
Старший менеджер департамента экологического проектирования и разработки ОВОС	Пакулин А.В.
Старший менеджер департамента экологического нормирования выбросов загрязняющих веществ и парниковых газов	Большакова Е.В.
Старший менеджер департамента экологического нормирования отходов и сбросов загрязняющих веществ	Машарова Е.Н.
Старший менеджер департамента экологического нормирования отходов и сбросов загрязняющих веществ	Абдиров И.С.
Старший менеджер департамента экологического нормирования отходов и сбросов загрязняющих веществ	Сейдазимов Ж.Е.
Директор департамента графического оформления и выпуска проектов	Чижегова С.В.
Менеджер по отчетам департамента графического оформления и выпуска проектов	Стахова В.О.

СОДЕРЖАНИЕ

РАЗДЕЛ 1. СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ И СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ 1-1

1.1. Административное и географическое положение 1-1

1.2. Атмосферный воздух 1-4

1.2.1. Климат 1-4

1.2.2. Характеристика загрязнения атмосферного воздуха 1-6

1.3. Геоморфология 1-12

1.4. Поверхностные воды 1-13

1.4.1. Характеристика поверхностных вод месторождения Карачаганак 1-13

1.4.2. Гидрохимическая характеристика поверхностного стока и результаты мониторинговых наблюдений за загрязнением поверхностных вод зоны влияния месторождения 1-17

1.5. Геологическая среда 1-20

1.5.1. Литолого-стратиграфическая характеристика разреза 1-23

1.5.2. Тектоническое строение 1-25

1.5.3. Сейсмогеологический анализ 1-26

1.6. Гидрогеологические условия района Карачаганакского месторождения. Состояние вопроса захоронения промсточных вод в глубокие водоносные горизонты 1-28

1.6.1. Общие гидрогеологические условия Карачаганакского месторождения 1-28

1.6.2. Краткое описание водопроницаемых и локально-водоносных горизонтов 1-36

1.6.3. Использование глубоких водоносных горизонтов района Карачаганакского месторождения 1-40

1.6.4. Критерии возможности захоронения промстоков в глубокие водоносные горизонты. Оценка степени изоляции перспективных для закачки горизонтов для территории Карачаганакского НГКМ 1-41

1.6.5. Состояние вопроса захоронения промсточных вод в недра в РК. Мировой опыт закачки промстоков в недра 1-43

1.7. Почвы 1-45

1.7.1. Краткая характеристика почв 1-46

1.7.2. Современного состояния почвенного покрова 1-50

1.8. Растительность 1-53

1.8.1. Краткая характеристика растительности 1-53

1.8.2. Современное состояние растительности 1-56

1.9. Животный мир 1-57

1.9.1. Современное состояние животного мира 1-57

1.10. Радиационная обстановка 1-61

1.11. Социально-экономические условия 1-61

1.11.1. Производственно-экономическая деятельность 1-62

1.11.2. Социальная сфера 1-64

1.11.3. Существующие особо охраняемые природные территории (ООПТ) 1-66

1.11.4. Объекты историко-культурного наследия 1-67

1.11.5. Деятельность компании КПО б.в. в социально-экономической сфере области 1-68

РАЗДЕЛ 2. ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОИЗВОДСТВА. ХАРАКТЕРИСТИКА НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ 2-1

2.1. Общие сведения о предприятии 2-1

2.2. Основные технологические объекты. источники образования производственных сточных вод 2-3

2.2.1. Карачаганакский перерабатывающий комплекс 2-3

2.2.2. Установка комплексной подготовки газа 3 2-7

2.2.3. Установка комплексной подготовки газа 2 2-8

2.2.4. Комплекс утилизации отходов (Экоцентр) 2-9

2.2.5. Скважинные операции 2-13

2.3 Современные технологические схемы сбора, подготовки/очистки и транспортировки промсточных вод 2-14

2.3.1. Карачаганакский перерабатывающий комплекс 2-14

2.3.2. Установка комплексной подготовки газа УКПГ-2 2-22

2.4. История полигонов 2-24

2.4.1. История разведочных работ участков полигонов закачки, проектных работ, согласований с госорганами 2-24

2.5. Конструктивные особенности полигонов закачки. Состояние нагнетательных скважин 2-32

2.5.1. Полигон №2 2-32

2.5.1.1. Конструкция полигона 2-32

2.5.1.2. Текущее состояние нагнетательных скважин 2-34

2.5.2. Полигон №1 2-41

2.5.2.1. Конструкция современного Полигона №1, фактический фонд нагнетательных и наблюдательных скважин 2-42

2.5.2.2. Текущее состояние нагнетательных скважин 2-45

2.6. Объемы промсточных вод, направляемые на полигоны закачки (существующие и прогнозные). характеристика химического состава сточных вод. Совместимость сточных и подземных вод. Причины падения приемистости нагнетательных скважин 2-48

2.6.1. Фактические показатели закачки (объемы нагнетания, устьевые давления, индексы приемистости). Прогнозные объемы закачки 2-48

2.6.1.1. Полигон №2 2-48

2.6.1.2. Полигон №1 2-59

2.6.2. Падение приемистости нагнетательных скважин. Причины. Решение проблемы 2-66

2.6.3. Характеристика качества сточных вод. Нормативные показатели качества 2-72

2.6.3.1. Результаты оценки совместимости пром. сточных вод с пластовыми водами и горными породами. Рекомендуемые показатели качества сточных вод 2-73

2.6.3.2. Качество сточных вод, направляемых на Полигон №2 по состоянию на 2021 г. 2-78

2.6.3.3. Характеристика качества сточных вод, планируемых к закачке с мая 2022 г. и направляемых на Полигон №2 2-90

2.6.3.4. Характеристика качества сточных вод, направляемых на Полигон №1 2-92

2.6.3.5. Анализ работы очистных сооружений 2-103

2.6.3.5.1. Очистные сооружения КПК 2-103

2.6.3.5.2. Эффективность подготовки промстоков на УКПГ 2-106

2.7. Закачка стоков в глубокие горизонты как наилучшая доступная технология (НДТ) для изоляции промсточных вод. Состояние вопроса захоронения промсточных вод в недра в РК. Мировой опыт захоронения промсточных вод в недра 2-109

2.7.1. Закачка стоков в глубокие горизонты как Наилучшая Доступная Технология (НДТ) для изоляции промсточных вод 2-109

2.7.2. Состояние вопроса захоронения промсточных вод в недра в РК. Мировой опыт захоронения промсточных вод 2-114

2.8. Краткая характеристика проектных решений по Дополнению №3 к проекту закачки 2-116

2.8.1. Капитальный ремонт скважин и гидравлический разрыв пласта в наблюдательных скважинах РП-6 и РП-7 2-117

2.8.2. Перевод скважины 9835 из ликвидированных в нагнетательные 2-125

2.8.3. Бурение нагнетательной скважины РП-9 и наблюдательной скважины Г-9 2-127

2.8.3.1. Скважина РП-9 2-127

2.8.3.2. Скважина Г-9 2-137

2.8.4. Опытные работы 2-137

2.8.5. Варианты и объемы работ по Дополнению №3 2-139

РАЗДЕЛ 3. ОЦЕНКА ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ 3-1

3.1. Методика оценки воздействия реализации проекта на социально-экономические условия 3-1

3.2. Оценка воздействия на социальную среду 3-4

3.3. Оценка воздействия на экономическую среду 3-7

РАЗДЕЛ 4. ОЦЕНКА ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА КОМПОНЕНТЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ 4-1

4.1. Методика оценки воздействия на компоненты окружающей среды и оценка существенности воздействий 4-1

4.2. Оценка воздействия на атмосферный воздух 4-4

4.2.1. Характеристика предприятия как источника загрязнения атмосферного воздуха 4-4

4.2.1.1. Характеристика источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу 4-17

4.2.1.2. Состав и количественная оценка выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при штатном режиме работы предприятия 4-65

4.2.2. Обоснование исходных данных для расчетов выбросов загрязняющих веществ 4-75

4.2.3. Комплекс мероприятий по уменьшению выбросов в атмосферу 4-76

4.2.4. Характеристика мероприятий по регулированию выбросов в период неблагоприятных метеорологических условий (НМУ) 4-78

4.2.5. Расчет и анализ величин уровня загрязнения атмосферного воздуха 4-79

4.2.6. Предложения по установлению нормативов допустимых выбросов (ПДВ) 4-106

4.2.7. Рекомендации по методам и средствам контроля за состоянием воздушного бассейна 4-151
4.2.8. Сведения о санитарно-защитной зоне 4-153
4.2.9. Выводы 4-154
4.3. Оценка воздействия на поверхностные воды 4-159
4.4. Оценка воздействия на геологическую среду 4-160
4.4.1. КРС скважин (дополнительная перфорация скважин) 4-160
4.4.2. Строительство нагнетательной и наблюдательной скважин 4-161
4.4.3. Воздействие гидроразрыва 4-161
4.4.4. Эксплуатация полигонов 4-165
4.5. Оценка воздействия на подземные воды 4-169
4.5.1. Оценка воздействия закачки промсточных вод на обоих полигонах на подземные воды этапа эксплуатации до 2021 г. по результатам мониторинговых наблюдений 4-170
4.5.1.1. Полигон №2 4-171
4.5.1.1.1. Изменение гидродинамических характеристик, температуры водоносных горизонтов под воздействием нагнетания промстоков 4-171
4.5.1.1.2. Характеристика химического состава подземных вод в условиях эксплуатации Полигона №2 4-179
4.5.1.1.3. Выводы по результатам эксплуатации Полигона №2 4-193
4.5.1.2. Полигон №1 4-195
4.5.1.2.1. Изменение гидродинамических характеристик, температуры водоносных горизонтов под воздействием нагнетания промстоков 4-195
4.5.1.2.2. Характеристика химического состава подземных вод в условиях эксплуатации Полигона №1 4-202
4.5.2. Оценка воздействия закачки промсточных вод на подземные воды на перспективу (2023-2037 гг.) 4-210
4.5.2.1. Проведение КРС на скважинах с целью их дополнительного перфорирования с последующей стимуляцией гидравлическим разрывом пласта (ГРП) 4-210
4.5.2.2. Строительство нагнетательной скважины 4-211
4.5.2.3. Воздействие эксплуатации Полигона №2 в период 2023-2037 гг. 4-215
4.5.3. Оценка воздействия закачки на месторождения подземных вод долины р. Илек (Обсуждение рекомендаций КЭРК на Заявление к намечаемой деятельности) 4-226
4.5.4. Ориентировочные нормативы допустимых сбросов (ДС) загрязняющих веществ, отводимых со сточными водами в подземные горизонты КНГКМ 4-230
4.5.4.1. Исходные данные для расчета ДС закачки 4-231
4.5.4.2. Расчет ориентировочных нормативов допустимых сбросов загрязняющих веществ со сточными водами в подземные горизонты КНГКМ 4-233
4.6. Оценка воздействия на почвенный покров 4-239
4.7. Оценка воздействия на растительность 4-240
4.8. Оценка воздействия на животный мир 4-242

4.9. Водохозяйственная деятельность, связанная с полигонами закачки 4-243
4.9.1. Полигон № 1 4-244
4.9.2. Полигон № 2 4-245
4.9.3. Оценка воздействия водохозяйственной деятельности на окружающую среду 4-258
4.10. Оценка возможного воздействия на окружающую среду при обращении с отходами производства и потребления 4-258
4.10.1. Сведения о классификации отходов 4-258
4.10.2. Расчет объемов образования отходов 4-259
4.10.3. Система управления отходами 4-273
4.10.4. Оценка воздействия 4-278
4.11. Оценка воздействия физических факторов 4-278
РАЗДЕЛ 5. КОМПЛЕКСНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ 5-1
РАЗДЕЛ 6. ОЦЕНКА ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ 6-1
6.1. Сценарии возможных аварийных ситуаций 6-1
6.1.1. Аварийные ситуации при бурении и ремонте скважин 6-2
6.1.2. Разлив бурового раствора 6-3
6.1.3. Аварии на временных хранилищах ГСМ 6-3
6.1.4. Аварии при проведении гидроразрыва пласта 6-5
6.1.5. Возможные аварийные ситуации, связанные с закачкой промстоков 6-5
6.2. Причины возникновения аварийных ситуаций 6-7
6.3. Вероятность возможных аварийных ситуаций 6-7
6.4. Оценка экологического риска 6-8
6.4.1. Методика оценки экологического риска аварийных ситуаций 6-8
6.4.2. Оценка воздействия возможных аварийных ситуаций на окружающую среду и оценка экологического риска 6-10
6.5. Предупреждение и профилактика возможных аварийных ситуаций 6-14
6.6. Мониторинг аварийных ситуаций 6-16
РАЗДЕЛ 7. МЕРЫ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ, СОКРАЩЕНИЮ И СМЯГЧЕНИЮ ВЫЯВЛЕННЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ 7-1
7.1. Мероприятия по уменьшению выбросов в атмосферу 7-1
7.2. Мероприятия по уменьшению воздействия на почвы и растительный покров 7-2
7.3. Мероприятия по уменьшению воздействия на поверхностные воды 7-3
7.4. Мероприятия по уменьшению воздействия на Подземные воды 7-3
7.5. Мероприятия по уменьшению воздействия на животный мир 7-4
7.6. Мероприятия по уменьшению воздействия отходов производства и потребления 7-5
РАЗДЕЛ 8. МОНИТОРИНГ ВОЗДЕЙСТВИЯ (СУЩЕСТВУЮЩАЯ И ПЛАНИРУЕМАЯ СИСТЕМА КОНТРОЛЯ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ПОЛИГОНОВ ЗАХОРОНЕНИЯ ПРОМСТОКОВ) 8-1
8.1. Фонд нагнетательных скважин 8-1
8.2. Фонд наблюдательных скважин 8-2

8.3. Методика проведения мониторинговых исследований на скважинах наблюдательной сети 8-5

8.4. Виды и объемы работ 8-8

8.5. Рекомендации по корректировке наблюдательной сети скважин полигонов закачки 8-11

РАЗДЕЛ 9. ПОСЛЕПРОЕКТНЫЙ АНАЛИЗ 9-1

КРАТКОЕ НЕТЕХНИЧЕСКОЕ РЕЗЮМЕ 1

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ Л-1

СПИСОК ТАБЛИЦ

Таблица 1.1.1	Координаты угловых точек полигона №1	1-2
Таблица 1.1.2	Координаты угловых точек полигона № 2	1-2
Таблица 1.2.1	Средняя месячная и годовая температуры воздуха, °с	1-4
Таблица 1.2.2	Средняя месячная и годовая относительная влажность воздуха	1-4
Таблица 1.2.3	Средняя скорость ветра (м/с) по направлениям	1-5
Таблица 1.2.4	Средняя годовая повторяемость (%) направлений ветра и штилей	1-5
Таблица 1.2.5	Результаты мониторинга атмосферного воздуха на СЗЗ за период 2018-2021 гг.	1-8
Таблица 1.2.6	Результаты мониторинга атмосферного воздуха в селитебной зоне за период 2018-2021 гг.	1-10
Таблица 1.4.1	Слой стока и объемы весеннего половодья р. Березовка	1-16
Таблица 1.4.2	Гидрологические характеристики р. Березовка в устьевом створе (расчетные)	1-16
Таблица 1.4.3	Слой стока и объемы весеннего половодья балки Кончубай	1-16
Таблица 1.4.4	Результаты мониторинга поверхностных вод в б. Кончубай (выше и ниже месторождения) за 2018-2021 гг.	1-18
Таблица 1.4.5	Результаты мониторинга поверхностных вод в р. Березовка (выше и ниже месторождения) за 2018-2021 гг.	1-19
Таблица 1.7.1	Содержание сероводорода и нефтепродуктов в почвах на границе СЗЗ КНГКМ в 2018-2021 гг.	1-50
Таблица 1.7.2	Содержание тяжелых металлов в почвах на границе СЗЗ КНГКМ в 2018-2021 гг.	1-51
Таблица 1.9.1	Виды наземных позвоночных животных, зарегистрированных на территории КНГКМ, представляющие приоритетное значение для сохранения биоразнообразия (ПМСБ 2021-2023, КАПЭ, 2020)	1-57
Таблица 1.11.1	Социально-инфраструктурные проекты, выполненные КПО б.в. в 2020 году	1-68
Таблица 2.1.1	Объём добычи КНГКМ в 2018-2021 гг. и прогноз на 2022 г.	2-1
Таблица 2.4.1	Проектные решения по Полигону №2 (2008 г.), их уточнение в рамках авторского надзора (2009-2018 гг.)	2-28
Таблица 2.4.2	Сводная таблица объемов дополнительных проектируемых работ по Полигону №2 (согласно Дополнению №2 (2019 г.) к основному проекту закачки 2008 г.)	2-31
Таблица 2.5.2.1	Результаты промыслового каротажа в скважине РП-1	2-45
Таблица 2.5.2.2	Принимающие зоны в Резервуаре III	2-47
Таблица 2.6.1.1	Суммарный объем закачанных стоков на Полигоне №2	2-48
Таблица 2.6.1.1	Суммарный объем закачанных стоков на Полигоне №1	2-59
Таблица 2.6.2.1	Объем растворителя и кислот используемых при обработке скважин	2-69
Таблица 2.6.3.1	Допустимое содержание механических примесей и нефти в закачиваемой воде в продуктивный коллектор с целью поддержания пластового давления	2-74
Таблица 2.6.3.2	Рекомендуемые показатели качества закачиваемых сточных вод	2-75
Таблица 2.6.3.3	Перечень химических компонентов сточных вод, за которыми ведется наблюдение на Полигоне №2 лабораторией ТОО ИПЦ «Gidromet Ltd» (по состоянию на 2019-2021 г.)	2-79

Таблица 2.6.3.4	Перечень химических компонентов сточных вод, за которыми ведется наблюдение на Полигоне №1 лабораторией «Gidromet Ltd» (по состоянию на 2019-2021 гг.)	2-79
Таблица 2.6.3.5	Сопоставление нормативов качества закачиваемых сточных вод с результатами определения химического состава сточных вод, направляемых на закачку с КПК (по состоянию на 2019-2021 гг.)	2-86
Таблица 2.6.3.6	Данные по скважинам	2-90
Таблица 2.6.3.7	Таблица технологических/регламентных показателей качества сточных вод установок очистки УКПГ-3, УКПГ-2 (по состоянию на 2021 г.)	2-93
Таблица 2.6.3.8	Нормативы качества сточных вод, направляемых на закачку с установок УКПГ-2 и УКПГ-3 на 2019-2022 гг. (мг/дм^3)	2-93
Таблица 2.6.3.9	Результаты определения состава сточных вод УКПГ-2 до, после очистки и перед закачкой на Полигоне №1 (2021 г.)	2-93
Таблица 2.6.3.10	Сравнение среднегодовых величин показателей химического состава сточных вод Установки КПК до очистки, после очистки и перед закачкой	2-105
Таблица 2.6.3.11	Сравнение среднегодовых величин показателей химического состава сточных вод Установок УКПГ-2 и УКПГ-3 до очистки, после очистки и перед закачкой	2-108
Таблица 2.8.1.1	Величина возможной дополнительной перфорации без привлечения бурового станка и с привлечением бурового станка	2-118
Таблица 2.8.1.2	Буровая установка	2-118
Таблица 2.8.1.3	Буровая лебедка	2-119
Таблица 2.8.1.4	Мачта и подструктура	2-119
Таблица 2.8.1.5	Роторный стол	2-119
Таблица 2.8.1.6	Буровые насосы	2-119
Таблица 2.8.1.7	Оборудование контроля скважины	2-119
Таблица 2.8.1.8	Перечень операций и ориентировочное время выполнения КРС, опираясь на опыт проведения работ на соседних скважинах	2-120
Таблица 2.8.3.1	Сводные данные по конструкции проектной скважины РП-9	2-128
Таблица 2.8.3.2	Предполагаемые операции и время их выполнения на скважине РП-9	2-131
Таблица 2.8.3.3	Рецептура соляно-кислотной обработки	2-135
Таблица 2.8.3.4	Продолжительность проведения компрессирования	2-136
Таблица 2.8.3.5	Предполагаемые операции при бурении скважины Г-9	2-137
Таблица 2.8.4.1	Продолжительность проведения компрессирования	2-138
Таблица 2.8.5.1	Сводная таблица объемов проектируемых работ (согласно Дополнению №3 к основному проекту закачки)	2-140
Таблица 3.1.1	Компоненты социально-экономической среды, подвергающиеся воздействию при реализации «Дополнения №3 к проекту закачки…»	3-1
Таблица 3.1.2	Градации пространственных масштабов воздействия на социально-экономическую сферу	3-2
Таблица 3.1.3	Градации временных масштабов воздействия на социально-экономическую сферу	3-2
Таблица 3.1.4	Градации масштабов интенсивности воздействия на социально-экономическую сферу	3-3
Таблица 3.1.5	Определение интегрированного воздействия на социально-экономическую сферу	3-3

Таблица 3.3.1	Матрица результатов оценки воздействий на социально-экономические условия	3-8
Таблица 3.3.2	Интегральная оценка воздействия на социально-экономические условия	3-9
Таблица 4.1.1	Градации значимости воздействий	4-2
Таблица 4.1.2	Шкала масштабов воздействия и градация экологических последствий при проведении оценки воздействия на ОС	4-2
Таблица 4.2.1.1	Ориентировочный график производства работ по вариантам	4-5
Таблица 4.2.1.2	Количество источников выбросов при КРС на скважинах РП-6, РП-7	4-18
Таблица 4.2.1.3	Количество источников выбросов при переводе скв. 9835 из ликвидационных в нагнетательные	4-19
Таблица 4.2.1.4	Количество источников выбросов при строительстве скважин РП 9, Г-9	4-20
Таблица 4.2.1.5	Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу по Дополнению №3 Вариант 1	4-24
Таблица 4.2.1.6	Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу по Дополнению №3 Подвариант 2а	4-33
Таблица 4.2.1.7	Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу по Дополнению №3 Подвариант 2б	4-51
Таблица 4.2.1.8	Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при проведении планируемых работ по Варианту 1	4-65
Таблица 4.2.1.9	Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при проведении планируемых работ по Подварианту 2а	4-67
Таблица 4.2.1.10	Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при проведении планируемых работ по Подварианту 2б	4-68
Таблица 4.2.1.11	Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при реализации решений основного проекта и дополнений, внесенных авторским надзором для Подвариантов 2а и 2б	4-70
Таблица 4.2.1.12	Объемы выбросов ЗВ в атмосферу от передвижных источников при проведении планируемых работ по вариантам	4-74
Таблица 4.2.5.1	Метеорологические характеристики и коэффициенты, определяющие условия рассеивания	4-80
Таблица 4.2.5.2	Координаты контрольных точек	4-81
Таблица 4.2.5.3	Перечень источников, дающих наибольшие вклады в уровень загрязнения атмосферы. Вариант 1	4-85
Таблица 4.2.5.4	Перечень источников, дающих наибольшие вклады в уровень загрязнения атмосферы. Вариант 2	4-90
Таблица 4.2.5.5	Перечень источников, дающих наибольшие вклады в уровень загрязнения атмосферы. Вариант 3	4-95
Таблица 4.2.6.1	Ориентировочные нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу по Варианту 1. Проведение КРС на скв.РП-6 и скв.РП-7 (по загрязняющим веществам)	4-107
Таблица 4.2.6.2	Ориентировочные нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу по Подварианту 2а. Проведение КРС на скв.РП-6 и скв.РП-7, перевод скв. 9835 из ликвидированных в нагнетательные, бурение скв. Г-9 (по загрязняющим веществам)	4-108
Таблица 4.2.6.3	Ориентировочные нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу по Подварианту 2б. Проведение КРС на скв. РП-6 и скв. РП-7, бурение скв. РП-9 и скв. Г-9 (по загрязняющим веществам)	4-109

Таблица 4.2.6.4	Ориентировочные нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу по Варианту 1.nПроведение КРС на скв. РП-6 и скв. РП-7 (по источникам и загрязняющим веществам)	4-110
Таблица 4.2.6.5	Ориентировочные нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу по Подварианту 2а. Проведение КРС на скв. РП-6 и скв. РП-7, перевод скв. 9835 из ликвидированных в нагнетательные, бурение скв. Г-9 (по источникам и загрязняющим веществам)	4-123
Таблица 4.2.6.6	Ориентировочные нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу по Подварианту 2б. Проведение КРС на скв. РП-6 и скв. РП-7, бурение скв. РП-9 и скв. Г-9 (по источникам и загрязняющим веществам)	4-135
Таблица 4.4.4.1	Характеристика воздействия процессов глубинного захоронения сточных вод на геологическую среду	4-165
Таблица 4.5.1.1	Средние величины естественных компонентов подземных вод и отслеживаемых компонентов стоков	4-180
Таблица 4.5.3.1	Наименование населенного пункта и расстояние от границы СЗЗ КНГКМ до ближайших населенных пунктов	4-227
Таблица 4.5.4.1	Качество сточных вод, закачиваемых в подземные горизонты на КНГКМ	4-232
Таблица 4.5.4.2	Определение ориентировочной допустимой концентрации норматива (Сдс) загрязняющих веществ, направляемых со сточными водами на закачку на Полигон №1 с УКПГ-2 на 2023-2037 гг.	4-234
Таблица 4.5.4.3	Определение ориентировочной допустимой концентрации норматива (Сдс) загрязняющих веществ, направляемых со сточными водами на закачку на Полигон №2 с КПК (в том числе УКПГ-3) на 2023-2037 гг.	4-235
Таблица 4.5.4.4	Ориентировочные нормативы допустимых сбросов загрязняющих веществ, закачиваемых со сточными водами в подземные горизонты от УКПГ-2 на Полигон №1 на 2023-2037 г. (выпуск 3)	4-236
Таблица 4.5.4.5	Ориентировочные нормативы допустимых сбросов загрязняющих веществ, закачиваемых со сточными водами в подземные горизонты от КПК (включая УКПГ-3) на Полигон №2 на 2023-2037 гг. (выпуск 4)	4-237
Таблица 4.5.4.6	Сводная таблица объемов сточных вод и ориентировочного допустимого сброса загрязняющих веществ, закачиваемых со сточными водами в подземные горизонты на Полигон № 1 и Полигон №2 на 2023-2037 гг.	4-238
Таблица 4.9.1	Сводная таблица объемов водопотребления и водоотведения по Дополнению №3 (1-й вариант) и по основному Проекту на 2023-2037 гг.	4-250
Таблица 4.9.2	Сводная таблица объемов водопотребления и водоотведения по Дополнению №3 (2-й вариант, подвариант 2а) и по основному Проекту на 2023-2037 гг.	4-252
Таблица 4.9.3	Сводная таблица объемов водопотребления и водоотведения по Дополнению №3 (2-й вариант, подвариант 2б) и по основному Проекту на 2023-2037 гг.	4-255
Таблица 4.10.1	Классификация отходов	4-259
Таблица 4.10.2	Ожидаемое количество отходов, образующихся при реализации Дополнения 3 с учетом основного Проекта закачки сточных вод (вариант №1)	4-260
Таблица 4.10.3	Ожидаемое количество отходов, образующихся при реализации Дополнения 3 с учетом основного Проекта закачки сточных вод (вариант №2-подварант 2а)	4-264
Таблица 4.10.4	Ожидаемое количество отходов, образующихся при реализации Дополнения 3 с учетом основного Проекта закачки сточных вод (вариант №2-подварант 2б)	4-269

Таблица 4.11.1	Ориентировочные значения уровней шума от оборудования строительно-монтажных и подготовительных работ	4-279
Таблица 5.1.1	Комплексная оценка воздействия проектируемых работ по Дополнению № 3 к проекту закачки	5-1
Таблица 6.1.1	Вероятность возникновения аварийных ситуаций при разведочном бурении на 1000 м бурения	6-3
Таблица 6.1.2	Ожидаемая частота возникновения аварийных ситуаций на скважине	6-3
Таблица 6.1.3	Основные причины аварий в резервуарных парках	6-4
Таблица 6.1.4	Источники инициирования взрывоопасных смесей в хранилищах нефтепродуктов	6-4
Таблица 6.3.1	Вероятность и последствия возможных аварийных ситуаций при осуществлении проектных работ согласно Дополнения №3	6-7
Таблица 6.4.1	Матрица оценки уровня экологического риска	6-9
Таблица 6.4.2	Характеристика степеней изменений компонентов окружающей среды	6-9
Таблица 6.4.3	Воздействия на компоненты окружающей среды аварии на хранилище ГСМ	6-11
Таблица 6.4.4	Воздействия на компоненты окружающей среды аварий при строительстве скважины и КРС (межпластовые перетоки или поглощение промывочной жидкости и бурового раствора)	6-11
Таблица 6.4.5	Воздействия на компоненты окружающей среды разлива бурового раствора	6-11
Таблица 6.4.6	Воздействия на компоненты окружающей среды аварии при проведении гидроразрыва пласта	6-12
Таблица 6.4.7	Воздействия на компоненты окружающей среды аварии при нарушении герметичности обсадных колонн	6-12
Таблица 6.4.8	Воздействия на компоненты окружающей среды аварии при коррозионном повреждении трубопровода	6-12
Таблица 6.4.9	Матрица оценки экологического риска при аварийной ситуации (аварии в скважинах – межпластовые перетоки или поглощение промывочной жидкости и бурового раствора)	6-12
Таблица 6.4.10	Матрица оценки риска при аварийной ситуации (разлив бурового раствора)	6-13
Таблица 6.4.11	Матрица оценки риска при аварийной ситуации (аварии на хранилищах ГСМ)	6-13
Таблица 6.4.12	Матрица оценки риска при аварийной ситуации (аварии при проведении гидроразрыва пласта)	6-13
Таблица 6.4.13	Матрица оценки риска при аварийной ситуации (коррозионное повреждение трубопровода)	6-14
Таблица 6.4.14	Матрица оценки риска при аварийной ситуации (нарушение герметичности обсадных колонн)	6-14
Таблица 8.1.1	Фонд нагнетательных и наблюдательных скважин на участках подземного захоронения промышленных стоков по состоянию на 2022 г.	8-2
Таблица 8.4.1	Виды и объемы мониторинговых исследований подземных вод, проводимых на участках полигонов ПЗП на 2021-2025 годы	8-9

СПИСОК РИСУНКОВ

Рисунок 1.1.1.	Ситуационная карта района расположения КНГКМ	1-1
Рисунок 1.1.2.	Ситуационная карта расположения полигонов закачки на территории КНГКМ	1-3
Рисунок 1.2.1.	Роза среднегодовых направлений ветра по м/с Аксай	1-5
Рисунок 1.2.2.	Станции мониторинга атмосферного воздуха	1-7
Рисунок 1.2.3.	Среднегодовые концентрации загрязняющих веществ в атмосферном воздухе на границе СЗЗ в период 2018-2021 гг.	1-9
Рисунок 1.2.4.	Среднегодовые концентрации загрязняющих веществ в атмосферном воздухе на границе ближайших населенных пунктов в период 2018-2021 гг.	1-11
Рисунок 1.4.1.	Схема расположения точек мониторинга состояния поверхностных вод на КНКГМ	1-15
Рисунок 1.5.1.	Основные стратиграфические комплексы Карачаганакской мульды	1-20
Рисунок 1.5.2.	Схема расположения геологических разрезов района Карачаганакского НГКМ	1-21
Рисунок 1.5.3.	Геологические разрезы по линии I-I и II-II	1-22
Рисунок 1.5.4.	Карта-схема расположения соляных куполов	1-26
Рисунок 1.5.5.	Обзорная карта участка проведения 3Д сейсмики в 1999 и 2009 гг.	1-27
Рисунок 1.6.1 (а).	Гидрогеологическая карта района Карачаганакского НГКМ	1-30
Рисунок 1.6.1 (б).	Схематический гидрогеологический разрез по линии в-г к карте на рисунке 1.6.1 (а)	1-31
Рисунок 1.6.1 (в).	Условные обозначения к рисункам 1.6.1 (а) и 1.6.1 (б)	1-32
Рисунок 1.6.2 (а).	Детальная гидрогеологическая карта участка Полигона №1	1-33
Рисунок 1.6.2 (б).	Гидрогеологические разрезы по линии А-Б и В-Г к карте на рисунке 1.6.2 (а)	1-34
Рисунок 1.6.2 (в).	Условные обозначения к рисункам 1.6.2 (а) и 1.6.2 (б)	1-35
Рисунок 1.6.3.	Изменение минерализации подземных вод с глубиной	1-39
Рисунок 1.6.4.	Карта районирования территории Казахстана по степени пригодности использования ее для захоронения промышленных стоков в недра	1-44
Рисунок 1.7.1.	Почвенная карта района расположения Карачаганакского НГКМ	1-47
Рисунок 2.2.1.	Принципиальная блок-схема системы подготовки и направления утилизации добываемого сырья месторождения Карачаганак	2-4
Рисунок 2.2.2.	Блок-схема КПК с учетом 4-й технологической линии	2-6
Рисунок 2.2.3.	Технологическая схема УКПГ-3	2-7
Рисунок 2.2.4.	Технологическая схема УКПГ-2	2-9
Рисунок 2.3.1.1.	Технологическая схема очистки технологической воды на установке подготовки сточных вод КПК для закачки	2-15
Рисунок 2.3.1.2.	Схема расположения станции фильтров, нагнетательных скважин и трубопроводной системы Полигона №2	2-18
Рисунок 2.3.1.3.	Схема расположения станции фильтров и нагнетательных скважин на полигоне КПК	2-19
Рисунок 2.3.1.4.	Станция фильтров КПК	2-20
Рисунок 2.3.1.5.	Схема закачки промстоков в нагнетательные скважины	2-21

Рисунок 2.3.2.1.	Система очистки технологической воды на УКПГ-2	2-23
Рисунок 2.5.1.1.	Схема расположения полигонов	2-32
Рисунок 2.5.1.2.	Схематическая карта расположения нагнетательных и наблюдательных скважин на Полигоне №2	2-33
Рисунок 2.5.1.3.	Профиль приемистости интервалов резервуара III скважины РП-4 по состоянию на 2014 г. (прогон 7). (интервалы перфорации 1947-2394 м, сумма интервалов перфорации 219 м, сумма принимающих интервалов)	2-35
Рисунок 2.5.1.4.	Профиль MPLT (прогон 8) резервуара II (1652-1904 м) (а). Активные зоны (б)	2-35
Рисунок 2.5.1.5.	Профиль приемистости рабочих интервалов перфорации (резервуар II) 36 м (по состоянию на 2021 г.)	2-37
Рисунок 2.5.1.6.	Профиль приемистости рабочих интервалов перфорации (резервуар III) (по состоянию на 2020 г.)	2-38
Рисунок 2.5.1.7.	Профиль приемистости рабочих интервалов перфорации (резервуар III) скважины РП-7 (по состоянию на январь2022 г.)	2-39
Рисунок 2.5.1.8.	Профиль приемистости рабочих интервалов перфорации (резервуар III и II) скважины РП-8 (по состоянию на 2017 г.)	2-41
Рисунок 2.5.2.1.	Схематическая карта расположения нагнетательных и наблюдательных скважин на Полигоне №1	2-43
Рисунок 2.5.2.2.	Схематические разрезы нагнетательных и наблюдательных скважин, интервалы перфорации и расстояния между нагнетательными и наблюдательными скважинами	2-43
Рисунок 2.5.2.3.	Гидрогеологический разрез через Полигон №1	2-44
Рисунок 2.5.2.4.	Результаты промыслового каротажа на скважине РП-1 (профиль приемистости скважины по данным MPLT-каротажа, февраль 2018 г.)	2-46
Рисунок 2.5.2.5.	Результаты PLT-каротажа в скважине РП-3, 2018 г.	2-47
Рисунок 2.6.1.1.	Ежегодные объемы закачки (2003-2021 гг.) и накопленный объем на Полигоне №2	2-49
Рисунок 2.6.1.2.	Ежегодные объемы закачки промстоков в каждую скважину с 2003 по 2021 год	2-49
Рисунок 2.6.1.3.	Ежемесячные объемы закачки стоков по скважинам за 2021 год на Полигоне №2	2-50
Рисунок 2.6.1.4.	Объем сточных вод, перенаправленных с УКПГ-3 на КПК равномерная шкала (а) и логарифмическая шкала (б)	2-51
Рисунок 2.6.1.5.	Приемистость, давление закачки и индекс приемистости скважины РП-4 с 2008 г. по 2021 г.	2-52
Рисунок 2.6.1.6.	Динамика изменения фактических объемов и давления закачки по нагнетательной скважине РП-4 в 2019–2021 гг.	2-52
Рисунок 2.6.1.7.	Приемистость, давление закачки и индекс приемистости скважины РП-5 с 2009 г. по 2021 г.	2-53
Рисунок 2.6.1.8.	Динамика изменения фактических объемов и давления закачки по нагнетательной скважине РП-5 в 2019–2021 гг.	2-53
Рисунок 2.6.1.9.	Приемистость, давление закачки и индекс приемистости скважины РП-6 с 2009 г. по 2021 г.	2-54
Рисунок 2.6.1.10.	Динамика изменения фактических объемов и давления закачки по нагнетательной скважине РП-6 в 2019–2021 гг.	2-54
Рисунок 2.6.1.11.	Приемистость, давление закачки и индекс приемистости скважины РП-7 с 2009 г. по 2021 г.	2-55

Рисунок 2.6.1.12. Динамика изменения фактических объемов и давления закачки по нагнетательной скважине РП-7 в 2019–2021 г. 2-55

Рисунок 2.6.1.13. Приемистость, давление закачки и индекс приемистости скважины РП-8 с 2009 г. по 2021 г. 2-56

Рисунок 2.6.1.14. Динамика изменения фактических объемов и давления закачки по нагнетательной скважине РП-8 в 2019–2021г. 2-56

Рисунок 2.6.1.15. Суммарные фактические суточные объемы закачки по всем скважинам с 2008 по 2021 год 2-57

Рисунок 2.6.1.16. Суммарный суточный объем закачки промстоков в скважины, давление закачки и суммарный индекс приемистости на Полигоне №2 (2017- 2021г.) 2-58

Рисунок 2.6.1.17. Фактические, лимитированные и прогнозные (по состоянию на 2008 г. и 2021 г.) объемы закачки на Полигоне №2 2-58

Рисунок 2.6.1.18. Объемы закачки стоков на Полигоне №1 по годам 2-60

Рисунок 2.6.1.19. Годовые объемы промсточных вод с установок УКПГ-3 и УКПГ-2, поступающие на закачку на Полигон №1 2-61

Рисунок 2.6.1.20. Среднемесячные объемы промсточных вод с установок УКПГ-3 и УКПГ 2, поступающие на закачку на Полигон №1 2-61

Рисунок 2.6.1.21. Объемы закачки стоков по скважинам, по годам на Полигоне №1 2-62

Рисунок 2.6.1.22. Объемы закачки стоков по скважинам, по годам на Полигоне №1 2-62

Рисунок 2.6.1.23. Графики изменений приемистости, устьевого давления и индекса приемистости в скважине РП-1 по годам 2-63

Рисунок 2.6.1.24. Графики изменений приемистости, устьевого давления и индекса приемистости в скважине РП-3 по годам 2-63

Рисунок 2.6.1.25. Графики изменения фактического суточного объема закачки и давления закачки в РП-1 с 2019 по 2021 г. 2-64

Рисунок 2.6.1.26. Графики изменения фактического суточного объема закачки и давления закачки в РП-3 с 2019 по 2021 г. 2-64

Рисунок 2.6.1.27. Фактические и прогнозные объемы закачки на Полигоне №1 2-66

Рисунок 2.6.2.1. Фото пробы осадка, отобранного из нагнетательных скважин 2-68

Рисунок 2.6.2.2. Сравнение частоты проведения кислотных обработок в нагнетательных скважинах Полигонов №1 и №2 2-70

Рисунок 2.6.2.3. Коэффициент приемистости нагнетательных скважин Полигона №2 между кислотными обработками 2-71

Рисунок 2.6.2.4. Увеличение приемистости нагнетательных скважин за счет использования RVO 7051 2-72

Рисунок 2.6.3.1. Схема расположения мест отбора проб промсточных вод, отводимых в подземне горизонты 2-81

Рисунок 2.6.3.2. История СПДС. График изменения содержания нефтепродуктов в сточных водах КПК до очистки, после очистки и перед закачкой с 2009 г. - 2021 г. 2-82

Рисунок 2.6.3.3. График изменения содержания нефтепродуктов в сточных водах (КПК+УКПГ-3) до очистки, после очистки и перед закачкой в 2021 г. 2-82

Рисунок 2.6.3.4. История $С_{ПДС}$. График изменения среднего содержания взвешенных веществ в сточных водах КПК до очистки, после очистки и перед закачкой с 2009-2021 гг. 2-83

Рисунок 2.6.3.5. График изменения содержания взвешенных веществ в сточных водах (КПК +УКПГ-3) до очистки, после очистки и перед закачкой в 2021 г. 2-83

Рисунок 2.6.3.6. История $С_{ПДС}$. График изменения содержания сероводорода в сточных водах КПК до очистки, после очистки и перед закачкой с 2009-2021 гг. (логарифмическая шкала) 2-84

Рисунок 2.6.3.7. График изменения содержания сероводорода в сточных водах (КПК+УКПГ-3) до очистки, после очистки и перед закачкой в 2021 г. (логарифмическая шкала) 2-84

Рисунок 2.6.3.8. График изменения содержания метанола в сточных водах (КПК+УКПГ-3) до очистки, после очистки и перед закачкой в 2021 г. (а), (б) – тоже (логарифмическая шкала) 2-85

Рисунок 2.6.3.9. Содержание сульфидов, сульфатов, металлов в сточных водах КПК перед закачкой 2-88

Рисунок 2.6.3.10. Тренд содержания хлоридов в сточных водах (перед закачкой) и объемов стоков с КПК. Прогноз содержание хлоридов на 2023 г. 2-89

Рисунок 2.6.3.11. История $С_{ПДС}$. График изменения среднегодового содержания нефтепродуктов в сточных водах УКПГ 2, УКПГ-3 до 2020 г. В 2021 г.- только с УКПГ-2 2-94

Рисунок 2.6.3.12. График изменения содержания нефтепродуктов в сточных водах УКПГ-2 и перед закачкой в 2021 г. 2-95

Рисунок 2.6.3.13. История СПДС. График изменения среднегодового содержания взвешенных веществ в сточных водах, УКПГ-2, УКПГ-3 до 2020 г. В 2021 г. - только с УКПГ-2 2-95

Рисунок 2.6.3.14. График изменения содержания взвешенных веществ в сточных водах УКПГ-2 и перед закачкой в 2021 г. 2-96

Рисунок 2.6.3.15. История $С_{ПДС}$. График изменения среднегодового содержания сероводорода в сточных водах с УКПГ-2,3 до 2020 г. В 2021 г. - только с УКПГ-2 2-97

Рисунок 2.6.3.16. График изменения содержания сероводорода в сточных водах УКПГ-2 перед закачкой 2021 г. 2-98

Рисунок 2.6.3.17. История $С_{ПДС}$. График изменения среднегодового содержания метанола в сточных водах, поступающих на закачку с УКПГ-3 до 2020 г. 2-99

Рисунок 2.6.3.18. Годовой график изменения содержания метанола с УКПГ-3 и перед закачкой в 2019-2020 гг. 2-99

Рисунок 2.6.3.19. Содержание сероводорода до очистки на УКПГ-2, после очистки на УКПГ-2 и перед закачкой стоков с УКПГ-2 и УКПГ-3 (после станции фильтров) 2-100

Рисунок 2.6.3.20. Совмещение содержания нефтепродуктов после очистки на установках УКПГ-2, УКПГ-3 и после станции фильтров 2-100

Рисунок 2.6.3.21. Содержание взвешенных веществ после очистки на установках УКПГ-2, УКПГ-3 и после станции фильтров 2-101

Рисунок 2.6.3.22. Содержание сульфатов, сульфидов, металлов в сточных водах, направляемых на закачку на Полигон №1 с УКПГ- и УКПГ-3 (в 2021 г. только с УКПГ-2) (логарифмическая шкала) 2-102

Рисунок 2.6.3.23. Тренд изменения содержания хлоридов в сточных водах перед закачкой на Полигон №1 2-102

Рисунок 2.6.3.24. Принципиальные схемы подготовки/очистки промсточных вод перед закачкой на объектах КПО 2-103

Рисунок 2.6.3.25. Принципиальные схемы подготовки/очистки промсточных вод перед закачкой на Полигоне №1 (до 2020 г. включительно) 2-106

Рисунок 2.8.1.1. Интервалы перфорации Резервуара III и перспективные интервалы Резервуара II в скважинах РП-6 и РП-7 (интервалы проведения ГРП) 2-118

Рисунок 2.8.1.2. Типовая схема оборудования ГРП 2-124

Рисунок 2.8.2.1.	Местоположение скважины 9835	2-125
Рисунок 2.8.3.1.	Местоположение проектной скважины РП-9	2-127
Рисунок 2.8.3.2.	Схематический геологический разрез скважины РП-9, РП-7, РП-4, РП-10 и РП-8	2-128
Рисунок 4.2.1.1.	Карта-схема расположения существующих скважин на месторождения Карачаганак, с указанием местоположения скв. 9835	4-10
Рисунок 4.2.1.2.	Карта-схема расположения источников выбросов ЗВ в атмосферу на площадке буровой установки на период проведения СМР	4-22
Рисунок 4.2.1.3.	Карта-схема расположения источников выбросов ЗВ в атмосферу на площадке буровой установки на период проведения бурения и испытания скважины	4-23
Рисунок 4.2.5.1.	Ситуационный план размещения объектов Карачаганакского нефтегазоконденсатного месторождения	4-82
Рисунок 4.2.5.2.	Изолинии приземных концентраций серы диоксида (Вариант 1. Буровая площадка скв. РП-12 + существующие объекты КНГКМ)	4-100
Рисунок 4.2.5.3.	Изолинии приземных концентраций суммации диоксидов азота и серы (Вариант 1. Буровая площадка скв. РП-12 + существующие объекты КНГКМ)	4-101
Рисунок 4.2.5.4.	Изолинии приземных концентраций азота диоксида (Вариант 2. Вклад буровой площадки скв. РП-12)	4-102
Рисунок 4.2.5.5.	Изолинии приземных концентраций суммации диоксидов азота и серы (Вариант 2. Вклад буровой площадки скв. РП-12)	4-103
Рисунок 4.2.5.6.	Изолинии приземных концентраций азота диоксида (Вариант 3.Подвариант 2б. Вклад буровой площадки скв. РП-9)	4-104
Рисунок 4.2.5.7.	Изолинии приземных концентраций суммации диоксидов азота и серы (Вариант 3.Подвариант 2б. Вклад буровой площадки скв. РП-9)	4-105
Рисунок 4.3.1.	Ситуационный план района размещения Полигонов закачки промстоков и нагнетательных скважин с указанием их местоположения относительно водного объекта, с указанием водоохранной зоны (500 м)	4-160
Рисунок 4.4.3.1.	Имитация геометрии трещины в скважине РП-4 (интервал перфорации 1795-1805 м)	4-164
Рисунок 4.4.3.2.	Имитация геометрии трещины в скважине РП-5 (интервал перфорации 1680-1690 м)	4-164
Рисунок 4.5.1.1.	Сопоставление установившихся уровней в наблюдательных скважинах и фактического объема закачки	4-171
Рисунок 4.5.1.2.	Сопоставление величин пластовых приведенных давлений по наблюдательным скважинам, отслеживающим различные водоносные горизонты	4-172
Рисунок 4.5.1.3.	Пластовое давление, приведенное к а.о. (-2000) м в наблюдательных скважинах Полигона №2, вскрывших Резервуар III	4-172
Рисунок 4.5.1.4.	Приведенное к а.о. (-1900) м пластовое давление по скважине 29, вскрывшей резервный Резервуар II	4-173
Рисунок 4.5.1.5.	Приведенное к а.о. (-1730) м пластовое давление по скважине 425, вскрывшей резервный Резервуар II	4-173
Рисунок 4.5.1.6.	Приведенное к а.о. (-1200) м пластовое давление по скважине НБ-1, вскрывшей буферный Резервуар I	4-174
Рисунок 4.5.1.7.	Пластовое давление по скважине Ю-3, вскрывшей юрский горизонт	4-174
Рисунок 4.5.1.8.	Глубины установившихся уровней подземных вод неоген-четвертичного горизонта	4-175

Рисунок 4.5.1.9. Изменение приведенной к а.о. (-2000 м) температуры 4-176

Рисунок 4.5.1.10. Изменение пластового давления и пластовой температуры с глубиной по наблюдательной скважине 20 в 2012 и 2021 году 4-177

Рисунок 4.5.1.11. Изменение градиентов давления и температуры с глубиной по наблюдательной скважине 20 в 2012 и 2021 году 4-178

Рисунок 4.5.1.12. Изменение минерализации подземных вод по данным опробования триасового водоносного горизонта (устьевые пробы, Полигон №2) 4-179

Рисунок 4.5.1.13. Снижение минерализации в скважине РП-7 4-180

Рисунок 4.5.1.14. Схема распространения фронта промсточных вод по состоянию на 31 октября 2020 года (голубой - Резервуар II, фиолетовый - Резервуар III) [85] 4-181

Рисунок 4.5.1.15. Положение фронта сточных вод по состоянию на 2023 и 2030 гг. [92] 4-181

Рисунок 4.5.1.16. Сопоставление минерализации и содержания анионов и катионов в подземных водах Полигона №2 в 2013 году и в 2021 г. 4-182

Рисунок 4.5.1.16 (продолжение рисунка). Сопоставление минерализации и содержания анионов и катионов в подземных водах Полигона №2 в 2013 году и в 2021 г. 4-183

Рисунок 4.5.1.17. Сопоставление минерализации и содержания микрокомпонентов в подземных водах по состоянию на 2013 и 2021 гг. 4-183

Рисунок 4.5.1.18. Динамика изменения микрокомпонентов (литий, стронций, медь, цинк, свинец, кадмий, железо, марганец, бор, серебро) в подземных водах глубоких горизонтов 4-184

Рисунок 4.5.1.18 (продолжение рисунка). Динамика изменения микрокомпонентов (литий, стронций, медь, цинк, свинец, кадмий, железо, марганец, бор, серебро) в подземных водах глубоких горизонтов 4-185

Рисунок 4.5.1.18 (продолжение рисунка). Динамика изменения микрокомпонентов (литий, стронций, медь, цинк, свинец, кадмий, железо, марганец, бор, серебро) в подземных водах глубоких горизонтов 4-186

Рисунок 4.5.1.19. Общее содержание нефтепродуктов (среднегодовое) в пробах, отобранных в наблюдательных скважинах Полигона №2 4-187

Рисунок 4.5.1.20. Общее содержание нефтепродуктов (среднегодовое) в скважинах акчагыльского горизонта 4-188

Рисунок 4.5.1.21. Компонентный состав нефтепродуктов сточных вод и смазочного материала (шкала Y - %) 4-188

Рисунок 4.5.1.22. Компонентный состав нефтепродуктов подземных вод по глубоким наблюдательным скважинам Полигона №2 (триасовый горизонт) (шкала Y - %) 4-189

Рисунок 4.5.1.23. Компонентный состав нефтепродуктов подземных вод по наблюдательным скважинам Полигона №2 на юрский (Ю-3) и буферный (НБ-1) горизонты (шкала Y - %) 4-190

Рисунок 4.5.1.24. Компонентный состав нефтепродуктов подземных вод неоген-четвертичного водоносного горизонта по скважинам Г-4 - Г-8 и сточных вод от КПК (шкала Y - %) 4-191

Рисунок 4.5.1.25. Изменение среднегодового содержание метанола в глубоких наблюдательных скважинах по годам 4-192

Рисунок 4.5.1.26. Динамика изменения среднегодового содержания метанола в подземных водах по наблюдательным скважинам на акчагыльский горизонт 4-192

Рисунок 4.5.1.27. Пластовое давление, приведенное к а.о. (-2000) м в наблюдательных скважинах Полигона №1 4-196

Рисунок 4.5.1.28. Сопоставление абсолютных отметок установившихся уровней и фактического объема закачки 4-196

Рисунок 4.5.1.29. Пластовое давление в скважине РП-2 4-197

Рисунок 4.5.1.30. Установившиеся уровня подземных вод в скважине РП-2 (а.о.) 4-197

Рисунок 4.5.1.31. Пластовое давление, приведенное к 1500 м, и а.о. уровня в скважине Ю-2 4-198

Рисунок 4.5.1.32. Динамика изменения установившегося уровня подземных вод в скважинах на неоген-четвертичный горизонт 4-198

Рисунок 4.5.1.33. Температура подземных вод, приведенная к а.о. (-2000 м) в глубоких наблюдательных скважинах Полигона №1 4-199

Рисунок 4.5.1.34. График изменения давления с глубиной по наблюдательной скважине 10-П (2021 г.) 4-200

Рисунок 4.5.1.35. График изменения градиента давления с глубиной по наблюдательной скважине 10-П (2021 г.) 4-200

Рисунок 4.5.1.36. График изменения температуры с глубиной по наблюдательной скважине 10-П (2021 г.) 4-201

Рисунок 4.5.1.37. График изменения градиента температуры с глубиной по наблюдательной скважине 10-П (2021 г.) 4-201

Рисунок 4.5.1.38. Изменение минерализации подземных вод по скважине РП-2 4-203

Рисунок 4.5.1.39. Минерализация подземных вод различных горизонтов Полигона №1 4-203

Рисунок 4.5.1.40. Прогноз перемещения сточных вод по водоносному горизонту (по состоянию на 01.01.2038 г.) [84] 4-204

Рисунок 4.5.1.41. Сопоставление содержания анионов и катионов в подземных водах по состоянию на 2009 и на 2021 гг. в зависимости от минерализации подземных вод по результатам замеров в наблюдательных скважинах 4-205

Рисунок 4.5.1.42. Сопоставление содержания микрокомпонентов в подземных водах по состоянию на 2009 и 2021 гг. в зависимости от минерализации подземных вод по результатам замеров в наблюдательных скважинах 4-206

Рисунок 4.5.1.43. Динамика изменения микрокомпонентов (литий, стронций, медь, цинк, свинец, кадмий, железо, серебро, бор) в подземных водах глубоких горизонтов 4-206

Рисунок 4.5.1.43 (продолжение рисунка). Динамика изменения микрокомпонентов (литий, стронций, медь, цинк, свинец, кадмий, железо, серебро, бор) в подземных водах глубоких горизонтов 4-207

Рисунок 4.5.1.44. Содержание нефтепродуктов в наблюдательных скважинах глубоких горизонтов 4-208

Рисунок 4.5.1.45. Содержание нефтепродуктов в наблюдательных скважинах неоген четвертичного горизонта 4-208

Рисунок 4.5.1.46. Содержание метанола в наблюдательных скважинах 4-209

Рисунок 4.5.2.1. Схема расположения нагнетательных и наблюдательных скважин в пределах Горного отвода Полигона №2 и границ модели 4-216

Рисунок 4.5.2.2. Моделируемые интервалы триаса с подзонами 4-217

Рисунок 4.5.2.3. Пространственное расположение разлома в модели 4-217

Рисунок 4.5.2.4. Площадь модели относительно границ Карачаганакской мульды 4-217

Рисунок 4.5.2.5. Поперечный разрез нагнетательных скважин РП-7 и РП-6 с фациальным распределением 4-218

Рисунок 4.5.2.6. Поперечный разрез нагнетательных скважин РП-7 и РП-6 с распределением пористости 4-218

Рисунок 4.5.2.7.	Объемное изображение параметра пористости	4-219
Рисунок 4.5.2.8.	Переход из режима адаптации в режим прогнозирования	4-219
Рисунок 4.5.2.9.	Прогнозируемый объем промсточных вод, направляемые с КПК, (Основной вариант)	4-220
Рисунок 4.5.2.10.	Накопленные объемы закачки в скважинах Полигона №2 в прогнозный период (2021-2037 гг.) в основном варианте	4-221
Рисунок 4.5.2.11.	Распространение промсточных вод в пластах коллекторах на конец 2037 г.: А) – резервуар II, Б) – резервуар III. (Голубой квадрат - граница Горного отвода участка Полигона №2) (Основной вариант)	4-221
Рисунок 4.5.2.12.	Распространение промсточных вод в пластах-коллекторах на конец 2037 г. А) – резервуар II, Б) – резервуар III (Вариант 3)	4-222
Рисунок 4.5.2.13.	Накопленные объемы закачки в скважинах Полигона №2 в прогнозный период (2021-2037 гг.). Вариант 3	4-222
Рисунок 4.5.2.14.	Повышение пластового давления в период 2021-2037 гг. в сценарии увеличения объема закачки на 10% (1,1 млн м^3/год)	4-223
Рисунок 4.5.2.15.	Распространение промсточных вод в пластах-коллекторах на конец 2037 г. А) – резервуар II, Б) – резервуар III в сценарии увеличения объема закачки на 10% (1,1 млн м^3/год)	4-223
Рисунок 4.5.2.16.	Количество кислотных обработок в год при реализации различных вариантов	4-224
Рисунок 4.5.2.17.	Количество обработок в год в сценарии увеличения объема закачки на 10% (126,5 м^3/ч)	4-224
Рисунок 4.5.3.1.	Схема расположения населенных пунктов в долине р. Илек относительно местоположения полигонов закачки КНГКМ и интервалов закачки в перспективные горизонты триаса (Полигон №2) и пермь-триаса (Полигон №1)	4-229
Рисунок 8.1.1	Схема расположения нагнетательных и наблюдательных скважин Полигона №1	8-3
Рисунок 8.1.2	Схема расположения нагнетательных и наблюдательных скважин Полигона №2	8-4

СПИСОК ФОТОГРАФИЙ

Фото 1.4.1.	Участок долины р. Березовка в створе 7	1-15
Фото 1.4.2.	Створ 8 р. Березовка	1-15
Фото 1.4.3.	Участок р. Кончубай в створе №4	1-17
Фото 1.4.4.	Верхний бьеф глухой части плотины водохранилища №1	1-17

СПИСОК ПРИЛОЖЕНИЙ

Приложение 1	Заключение KZ51VWF00056567 от 05.01.2022 об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду	П.1-1
Приложение 2	Государственная лицензия №01804Р от 15.12.2015 г., выдана Комитетом экологического регулирования, контроля и государственной инспекции в нефтегазовом комплексе Министерством энергетики РК, на выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды	П.2-1
Приложение 3	Разрешение №007 на строительство и эксплуатацию подземных сооружений, не связанных с разведкой и добычей	П.3-1
Приложение 4	Протокол ГКЗ РК №667-08-ПС рассмотрения материалов отчета о результатах детальной разведки полигона подземного захоронения промышленных стоков КПК КНГМ по работам 2005-2007 гг. от 21.02.2008 г.	П.4-1
Приложение 5	Протокол заседания Рабочей группы Комитета геологии и недропользования Министерства энергетики и минеральных ресурсов РК по рассмотрению проекта «Закачки промышленных сточных вод Карачаганакского НГКМ в глубокозалегающие водоносные горизонты» к Контракту от 14.06.2006 г. №046, от 24.06.2008 г.	П.5-1
Приложение 6	Заключение СЭС №264 на «Проект закачки промышленных сточных вод КНГКМ в глубокозалегающие водоносные горизонты» от 23.05.2008 г.	П.6-1
Приложение 7	Экспертное заключение № 336 (на соответствие нормам промышленной безопасности), 2008 г.	П.7-1
Приложение 8	Заключение № 03-1-1-10/10213 от 24.11.2008 г. Государственной Экологической Экспертизы на «Проект закачки промышленных сточных вод Карачаганакского НГКМ в глубокозалегающие водоносные горизонты» и ОВОС к проекту	П.8-1
Приложение 9	Уточненная рабочая программа к Контракту на закачку промышленных сточных вод Карачаганакского НГКМ в недра (на период с 2010 по 2037 гг.)	П.9-1
Приложение 10	Протокол №2022-19-а заседания Государственной комиссии по экспертизе недр о рассмотрении материалов «Отчета по результатам дополнительных геологоразведочных (доразведки) и исследовательских работ на участке недр полигона подземного захоронения промстоков №1(УКПГ-3 и УКПГ-2) Карачаганакского НГКМ от 13.02.2019 г.	П.10-1
Приложение 11	Заключение государственной экологической экспертизы №KZ33VCY00685959 от 25.12.2019 на проект «Корректировка проекта закачки промышленных сточных вод Карачаганакского НКГМ в глубокозалегающие водоносные горизонты в части корректировки проектных показателей и раздела ОВОС»	П.11-1
Приложение 12	Экспертное заключение № 06/19-ТА от 16.09.2019 г. о соответствии рабочего проекта «Дополнение № 2 к проекту закачки промышленных сточных вод Карачаганакского НГКМ в глубокозалегающие водоносные горизонты в части корректировки проектных показателей и раздела ОВОС» требованиям нормативно-правовых актов, действующих в РК, в области промышленной безопасности	П.12-1
Приложение 13	Пояснительная записка к рабочей программе к Разрешению на закачку промсточных вод КНГКМ в недра №007 от 08.06.2012 г. с изменениями и дополнениями (на период с 2020 по 2037 гг.), №: RPE-GES-REP-EXN-00001-R	П.13-1
Приложение 14	Письмо Комитета геологии и недропользования №27-516757-КГН от 18.03.2019 г. о необходимости предоставления отчета по результатам доразведки на апробацию в ГКЭН	П.14-1

Приложение 15	Протокол №2343-21-А заседания Государственной комиссии по экспертизе недр о рассмотрении материалов «Отчета по результатам дополнительных геологоразведочных (доразведки) и исследовательских работ на участке недр полигона подземного захоронения промстоков №2(КПК) Карачаганакского НГКМ от 28.09.2021 г.	П.15-1
Приложение 16	Экологическое разрешение №KZ54VCZ01712827 на воздействие для объектов I категории, выдано 22.12.21 г.	П.16-1
Приложение 17	Аттестат аккредитации Испытательной лаборатории ТОО «Информационно-производственный центр «Gidromet Ltd» (г. Аксай) №KZ.T.09.0661 от 23 января 2020 года действителен до 23 января 2025 года	П.17-1
Приложение 18	Акт вывода оборудования из эксплуатации от 20.10.21 г.	П.18-1
Приложение 19	Конструкции подземного и наземного оборудования скважин	П.19-1
Приложение 20	Разрешение на специальное водопользование KZ38VTE00083995 на 2022 г.	П.20-1
Приложение 21	Градиенты температур и давлений	П.21-1
Приложение 22	Методы лабораторных исследований	П.22-1
Приложение 23	Материалы к разделу 4.2 «Оценка воздействия на атмосферный воздух»	П.23-1
Приложение 24	Материалы к разделу 4.9 «Водохозяйственная деятельность, связанная с полигонами закачки»	П.24-1
Приложение 25	Материалы к разделу 4.10 «Оценка возможного воздействия на окружающую среду при обращении с отходами производства и потребления»	П.25-1

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

АО	Акционерное общество
БПК	Биологическое потребление кислорода
БТ	Бурильная труба
БУ	Буровая установка
ВМС	Водометанольная смесь
ВРП	Валовой региональный продукт
ВСО	Внутрискважинное оборудование
ГДИС	Гидродинамические исследования в скважинах
ГИС	Географическая информационная система
ГКЗ	Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых
ГН	Гигиенические нормативы
ГНКТ	Гибкие насосно-компрессорные трубы
ГОСТ	Государственный стандарт
ГРП	Гидравлический разрыв пласта
ДВ	Допустимый выброс
ДС	Допустимый сброс
ДЭС	Дизельная электростанция
ЗБР	Завод буровых растворов
ИПЦ	Информационно-производственный центр
КНГКМ	Карачаганакское нефтегазоконденсатное месторождение
КПК	Карачаганакский перерабатывающий комплекс
КПО Б.В.	Карачаганак Петролиум Оперейтинг Компани Б.В.
КРС	Капитальный ремонт скважин
КТК	Каспийский трубопроводный консорциум
КУО	Комплекс утилизации отходов
КФУ	Компактная флотационная установка
МОГТ	Метод общей глубинной точки
НД	Низкое давление
НДВ	Нормативы допустимых выбросов
НДС	Нормативы допустимых сбросов
НДТ	Наилучшая доступная технология
НК	Национальная компания
НКТ	Насосно-компрессорные трубы
НПС	Нефтеперекачивающая станция
ОБУВ	Ориентировочный безопасный уровень воздействия
ОВОС	Оценка воздействия на окружающую среду
ОГПЗ	Оренбургский газоперерабатывающий завод
ООС	Охрана окружающей среды

ОСРП	Окончательное соглашение о разделе продукции
ПВ	Поверхностные воды
ПВО	Противовыбросовое оборудование
ПДВ	Предельно-допустимый выброс
ПДС	Предельно-допустимый сброс
ПДК	Предельно-допустимая концентрация
ПЗП	Подземное захоронение промстоков
ПЗС	Подземное захоронение сточных вод
ПМСБ	План мероприятий по сохранению биоразнообразия
ППД	Поддержание пластового давления
ПРС	Подземный ремонт скважин
ПЭК	Производственный экологический контроль
ПЭМ	Производственный экологический мониторинг
РГП	Республиканское государственное предприятие
РК	Республика Казахстан
СВ	Сточные воды
СД	Среднее давление
СДРН	Сателлит добычи ранней нефти
СЗЗ	Санитарно-защитная зона
СИЗ	Средства индивидуальной защиты
СНиП	Строительные нормы и правила
СП	Санитарные правила
СТ РК	Государственный стандарт Республики Казахстан
СЭМ	Станции экологического мониторинга
ТБ	Техника безопасности
УВС	Углеводородная смесь
УКПГ	Установка комплексной подготовки газа
УОЖО	Установка очистки жидких отходов
УРМ	Установка регенерации метанола
ФА	Фонтанная арматура
ХАЛ	Химико-аналитическая лаборатория
ЭК	Экологический кодекс

РАЗДЕЛ 1. СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ И СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

1.1. АДМИНИСТРАТИВНОЕ И ГЕОГРАФИЧЕСКОЕ ПОЛОЖЕНИЕ

Карачаганакское нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ), на территории которого расположены два полигона подземного захоронения промсточных вод, расположено на территории Бурлинского района Западно-Казахстанской области, административным центром которого является г. Аксай.

Месторождение Карачаганак открыто в 1979 году и введено в эксплуатацию в 1984 г. В настоящее время оно является одним из крупнейших нефтегазоконденсатных месторождений в мире. Оно содержит более 1200 млн. тонн нефти и более 1,35 трлн. м^3 газа.

Ситуационная карта района расположения Карачаганакского НКГМ представлена на рисунке 1.1.1.



Рисунок 1.1.1. Ситуационная карта района расположения КНГКМ

Месторождение находится в 16 км на северо-восток от г. Аксая, в 170 км от г. Уральска. В непосредственной близости от месторождения расположено шесть населенных пунктов: Успеновка, Приуральное, Жанаталап, Карашыганак, Димитрово, Жарсуат. Месторождение Карачаганак и г. Аксай связывает автомобильная дорога с улучшенным покрытием. В свою очередь г. Аксай связывают автомобильные дороги республиканского и государственного значения с такими крупными областными центрами Казахстана, как г. Уральск и г. Актюбинск, а также областным центром Российской Федерации г. Оренбургом. Площадь месторождения с западной стороны по краю пересекает асфальтированная автодорога «Аксай-Оренбург».

В 15 км южнее месторождения проходит железнодорожная линия «Уральск – Илек», от которой проложен железнодорожный путь – 30 километровая отдельная ветка на

территорию месторождения до Карачаганакского перерабатывающего комплекса (КПК). Площадь месторождения пересекает асфальтированная автодорога «Уральск – Оренбург».

В 35 км к северо-востоку от месторождения проходит магистральный газопровод «Оренбург–Западная граница», а в 160 км к западу – нефтепровод «Мангышлак – Куйбышев». От месторождения Карачаганак до Оренбургского газоперерабатывающего завода, расположенного в 30 км северо-западнее г. Оренбурга (ст. Каргала) проложены газо- и конденсатопроводы протяженностью 120 км.

Нефтепровод Карачаганак – Большой Чаган – Атырау протяженностью 635 км соединяет месторождение с системой Каспийского трубопроводного консорциума и позволяет осуществлять транспортировку карачаганакской нефти до черноморского порта Новороссийск. На западной части месторождения проходит линия электропередачи ЛЭП – 35, а через месторождение – ЛЭП – 110. Речная сеть представлена р. Березовка, которая впадает в р. Илек, впадающую в свою очередь, в самую крупную р. Урал, протекающую через всю область с севера на юг.

Большую часть месторождения занимают земледельческие поля и пастбища, разделенные на отдельные участки защитными лесополосами. Около 50 % территории района используется в полеводстве, 40 % – как луга и пастбища, а остальные 10 % занимают городские, сельские поселения, леса, дороги и сооружения инфраструктуры.

Полигоны закачки, расположены: в центральной части месторождения – Полигон № 1, в его западной половине – Полигон № 2 (см. рис. 1.1.2). Полигон закачки стоков № 1 расположен на востоке КНГКМ между УКПГ-2 и УКПГ-3, приурочен к приподнятой наклонной к реке Березовка равнине и постоянно функционирует с 1992 года. На Полигоне расположены нагнетательные, контрольные и наблюдательные скважины. Полигон закачки стоков № 2 расположен на западе КНГКМ, приурочен к приподнятой плоской слабонаклонной равнине и функционирует с 2004 года. На территории Полигонов расположены нагнетательные скважины, а также контрольно-наблюдательные скважины. На оба полигона имеются Горные отводы на право пользования недрами для захоронения промышленных стоков. Горные отводы полигонов входят в переделы Горного отвода КНГКМ (см. Приложение 3). Площадь горного отвода Полигона № 1 – 5,73 км^2, глубина горного отвода – 2001 м. Площадь горного отвода Полигона № 2 – 14,2 км^2, глубина - 900-2900 м. Координаты угловых точек Полигона № 1 и Полигона №2 представлены в таблицах 1.1.1 и 1.1.2.

Таблица 1.1.1 Координаты угловых точек Полигона №1

Угловые точки	Координаты угловых точек	
	северная широта	восточная долгота
1	51º 18' 56,00"	53º 19' 28,00"
2	51º 18' 56,00"	53º 21' 32,00"
3	51º 17' 39,00"	53º 21' 32,00"
4	51º 17' 39,00"	53º 19' 28,00"

Таблица 1.1.2 Координаты угловых точек Полигона № 2

Угловые точки	Координаты угловых точек	
	северная широта	восточная долгота
1	51º 20' 18,00"	53º 10' 0,00"
2	51º 20' 18,00"	53º 13' 35,00"
3	51º 18' 0,00"	53º 13' 35,00"
4	51º 18' 0,00"	53º 10' 0,00"

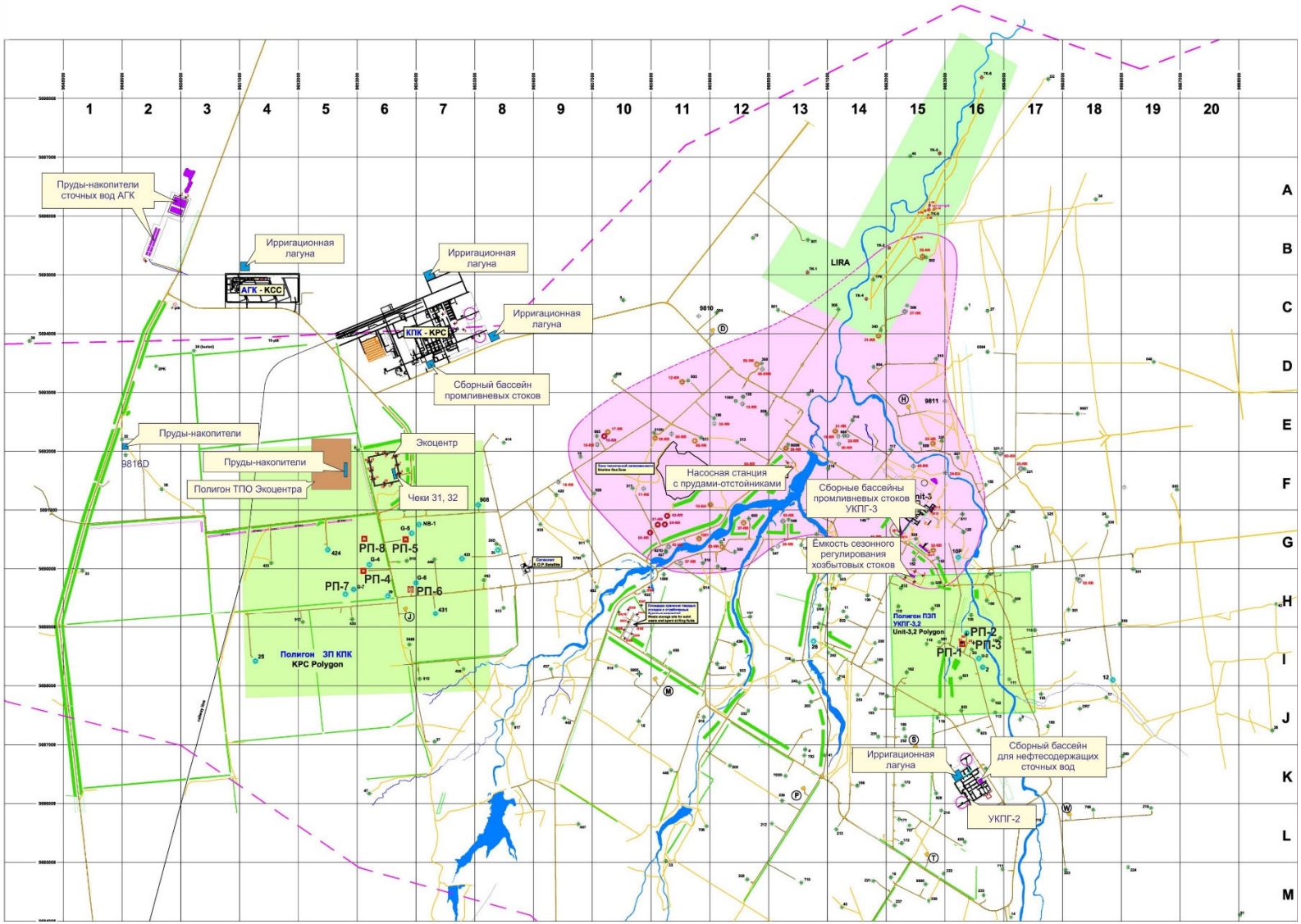


Рисунок 1.1.2. Ситуационная карта расположения Полигонов закачки на территории КНГКМ

1.2. АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ

1.2.1. Климат

Климат Западно-Казахстанской области, находящейся на стыке континентов Европы и Азии, отличается высокой континентальностью, которая возрастает с северо-запада на юго-восток.

Континентальность климата проявляется в резких температурных контрастах дня и ночи, зимы и лета, в быстром переходе с зимы на лето. Для всей области характерен дефицит атмосферных осадков, сильное сдувание снега с полей, сухость воздуха.

Температурный режим. Открытость территории региона для воздействия арктического, атлантического и средиземноморского воздуха обуславливает значительную изменчивость температуры от сезона к сезону.

Продолжительность солнечного сияния в северо-западной части области – от 2300 часов в год и выше. Максимум продолжительности солнечного сияния приходится на июль – 330 часов в месяц, а минимум – на декабрь – 65 часов в месяц.

Среднегодовая температура по метеостанции Аксай около 5,6 градусов тепла. Среднемесячные температуры рассматриваемого района составляют: самого холодного месяца (январь) – минус 12 °С; самого теплого месяца (июль) 22,9 °С. Средняя месячная и годовая температуры воздуха приведены в таблице 1.2.1.

Таблица 1.2.1 Средняя месячная и годовая температуры воздуха, °С

Метеостанция	Месяц												Год
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
Аксай	-12.0	-12.0	-4.9	7.7	15.6	20.7	22.9	20.7	14.3	5.7	-2.4	-8.5	5.6

Теплый период со среднесуточной температурой воздуха выше 0°С составляет 210-215 дней. Летний сезон характеризуется ясной, сухой и очень жаркой погодой. Продолжительность солнечного сияния в летние месяцы составляет 70-80%. Летом суточные амплитуды температуры воздуха характеризуются наибольшими величинами – 14-15°С, почти в двое превышающими зимние амплитуды (8-9°С).

За начало зимнего периода обычно принимается дата устойчивого перехода средней температуры воздуха через 0 в сторону понижения. В северной части области – это последние числа октября. С началом зимнего периода начинается установление устойчивого снежного покрова. В северных районах области он образуется по средним многолетним данным в первой декаде декабря. Средняя продолжительность морозов с температурой минус 30°С и ниже – около 42 часов в год. Продолжительность устойчивых морозов длится примерно 110-115 дней. Первые и последние заморозки наблюдаются 28-30 октября и 5-8 мая. Протяженность безморозного периода составляет 142-147 дней. В связи с вторжениями атлантических циклонов, зимой довольно часто отмечаются оттепели, продолжающиеся в среднем 3-4 дня, во время которых осадки нередко выпадают в виде дождя.

Влажность воздуха. Относительная влажность воздуха характеризует степень насыщения воздуха паром и меняется в течение года в широких пределах, летом достигает 56-58%, зимой – 80-83%. Количество дней с влажностью менее 30% составляет в среднем 84 дня в году. Средняя месячная и годовая относительная влажность воздуха приведены в таблице 1.2.2.

Таблица 1.2.2 Средняя месячная и годовая относительная влажность воздуха

Метеостанция	Месяц												Год
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
Аксай	83	80	80	64	54	56	58	57	62	72	82	83	69

В соответствии со СП РК 2.04-01-2017 «Строительная климатология» по условиям увлажнения рассматриваемая территория относится к «сухой» зоне влажности.

Ветровой режим. Регион характеризуется частыми и сильными ветрами в восточном и юго-восточном направлениях.

Средняя скорость ветра по направлениям и средняя годовая повторяемость направлений ветра и штилей по метеостанции Аксай по данным РГП «Казгидромет» представлены в таблицах 1.2.3, 1.2.4. Роза среднегодовых направлений ветра по м/с Аксай представлена на рисунке 1.2.1.

Таблица 1.2.3 Средняя скорость ветра (м/с) по направлениям

Метеостанция	Направления							
	С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ
Аксай	3,5	4,0	4,6	4,4	5,2	5,6	4,8	3,8

Таблица 1.2.4 Средняя годовая повторяемость (%) направлений ветра и штилей

Метеостанция	Направления								
	С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	Штиль
Аксай	9	12	14	17	13	13	11	11	20

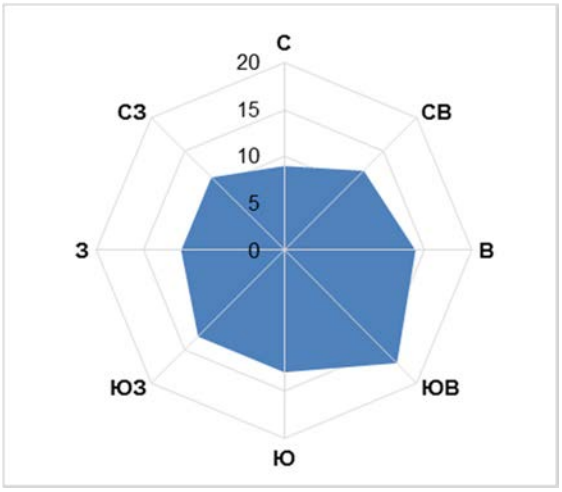


Рисунок 1.2.1. Роза среднегодовых направлений ветра по м/с Аксай

Сочетание ветров и низкой относительной влажности приводит часто к возникновению суховеев. В наиболее суховейные годы число дней может достигать 152. Они возникают при юго-восточных и южных ветрах.

Снежный покров. Снежный покров устойчиво залегает в течение 3 – 5 месяцев в году. Средняя многолетняя, наибольшая высота снега перед началом снеготаяния составляет 250 – 300 мм (минимум – 150 мм, максимум 400 – 500 мм). Толщина снежного покрова с 5 % вероятностью превышения составляет 520 мм. Продолжительность залегания устойчивого снежного покрова – 121 день.

Осадки. Одной из важнейших характеристик климата является режим выпадения осадков и, связанных с ним, экстремальных условий и явлений.

По величине средних годовых сумм осадков территория северных районов области оценивается как умеренно-засушливая.

С началом установления устойчивого снежного покрова начинается период снегонакопления зимнего сезона. Устойчивый снежный покров мощностью 10 см устанавливается через 3-4 недели. Продолжительность периода со снежным покровом

около 130 дней. Максимальной высоты снежный покров достигает в первой половине марта – 25 – 30 см. В отдельные наиболее снежные зимы мощность снега может достигать 40-50 см, а в малоснежные зимы – 5-10 см.

В холодный период на севере области выпадает от 25 до 40% от среднегодовой суммы осадков. За теплый период выпадает 50 – 75 % годовой суммы осадков. Среднегодовое количество осадков теплого периода – свыше 200 мм. По количеству выпадающих осадков выделяются два максимума: первый приходится на май – июль, когда выпадает свыше 30% годовой суммы осадков, и второй – на октябрь, когда выпадает более 10 % от годового количества.

Весна довольно засушливая. В каждый из летних месяцев обычно выпадает 20-25 мм осадков. Наибольшее их количество выпадает в июле. Число дней без осадков в летний период составляет 75-80. Осадки в летний период выпадают при прохождении фронтов циклонов. Наблюдается значительное количество ливневых дождей, во время которых может выпадать более месячной нормы осадков за один дождь.

Осенью количество осадков вновь возрастает (60-80 мм в сентябре и до 100 мм в октябре).

Опасные гидрометеорологические явления. В регионе распространены такие крайне опасные природные явления как штормовой ветер со скоростью, превышающей 15 м/с, снежные метели, грозы, туманы и т д.

Штормовой ветер в указанном регионе наблюдается от 4 до 22 дней, снежные метели – от 10 до 25 дней, грозы – от 20 до 22 дней и туманы – от 28 до 35 дней.

В холодный период года сильные ветры вызывают метели, а в теплый – песчаные бури.

Согласно районированию территории Республики Казахстан по потенциалу загрязнения атмосферы (ПЗА), район расположения КНГКМ относится к III зоне (повышенной). Эта зона характеризуется повторяемостью приземных инверсий до 40 % при их мощности зимой от 0,6 до 0,8 км, а летом – не более 0,4 км. Во все сезоны повторяемость скорости ветра 0-4 м/с на высоте 500 м составляет 20-30 %.

1.2.2. Характеристика загрязнения атмосферного воздуха

В рамках производственного экологического контроля (ПЭК) Компания осуществляет производственный экологический мониторинг (ПЭМ) с целью получения достоверной информации о воздействии на окружающую среду. Для характеристики современного состояния атмосферного воздуха использованы данные отчетов ПЭК КПО за 2018-2021 годы [88-91].

Согласно программе ПЭК на КНГКМ, наблюдения за качеством атмосферного воздуха проводятся на санитарно-защитной зоне (СЗЗ) и в ближайших населенных пунктах (Жарсуат, Жанаталап, Карашыганак, Димитриво, Успеновка, Приуральное, Аксай) [97].

Наблюдения проводятся по следующим загрязняющим веществам: сероводород (H_2S), азота диоксид (NO_2), углерода оксид (CO), серы диоксид (SO_2), метан (CH_4), и метилмеркаптан – на СЗЗ; в жилой зоне – SO_2, CO, NO_2, H_2S, метилмеркаптан, а также ксилол, бензол и толуол.

Схема расположения точек мониторинга атмосферного воздуха приведена на рисунке 1.2.2.

В период 2018-2021 гг. качество атмосферного воздуха в районе размещения КНГКМ характеризуется выбросами загрязняющих веществ от производственной деятельности КПО, осуществляемой на трех основных площадках УКПГ-3, УКПГ-2 и КПК.

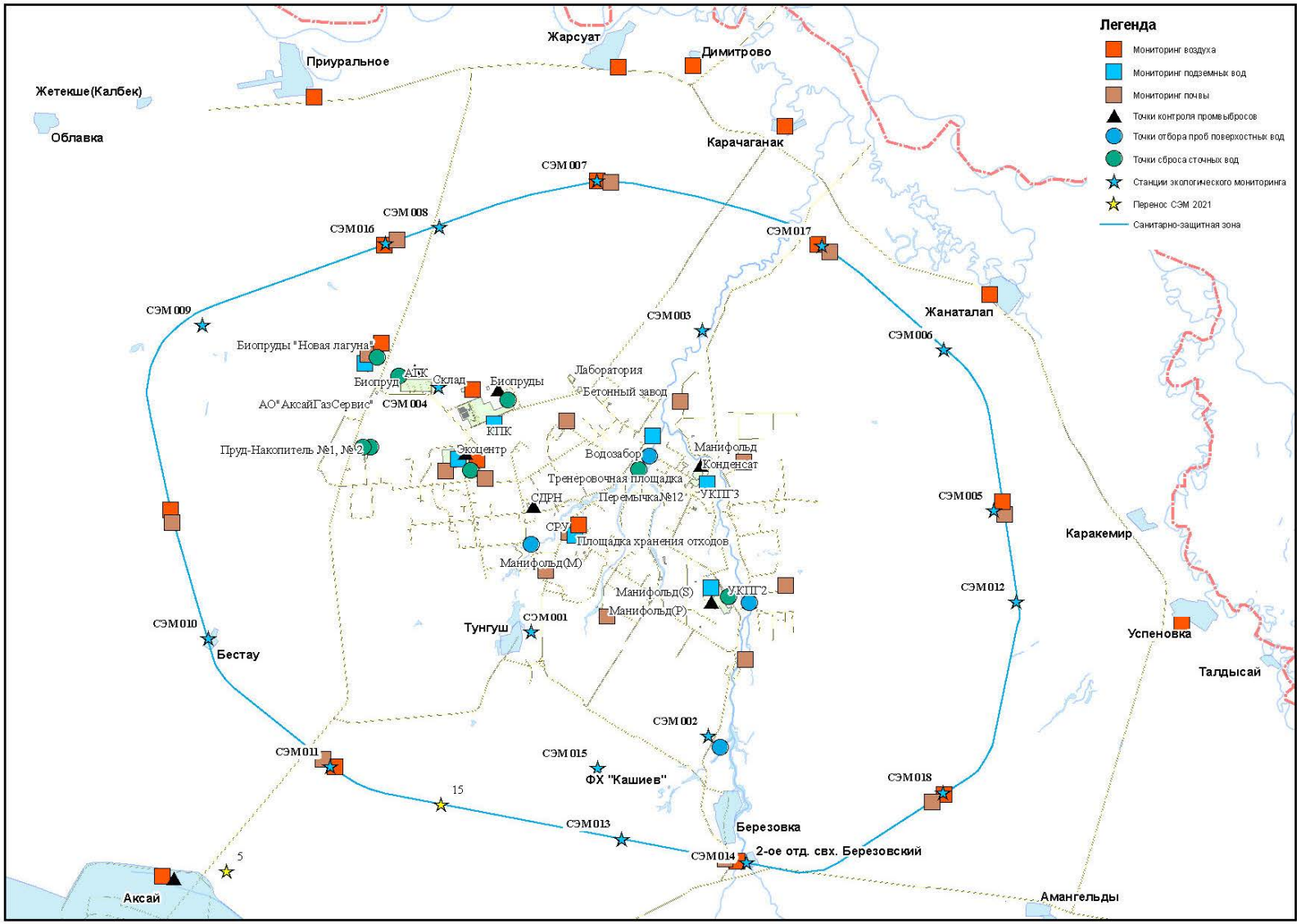


Рисунок 1.2.2. Станции мониторинга атмосферного воздуха

По результатам мониторинга ***на границе СЗЗ КНГКМ*** в 2018-2021 гг. (таблица 1.2.5) среднегодовые концентрации сероводорода (H_2S) определены на уровне 0,25 ПДК, двуокиси серы (SO_2) –0,006 ПДК, диоксида азота (NO_2) – 0,12-0,135 ПДК, метана (CH_4) – 0,022-0,026 ОБУВ. Оксид углерода (CO) определен в концентрациях ниже МПО (<0,6) - 0,10 ПДК, метилмеркаптан (CH_4S) не обнаружен.

Таблица 1.2.5 Результаты мониторинга атмосферного воздуха на СЗЗ за период 2018-2021 гг.

Точка отбора проб	Наименование загрязняющих веществ	Концентрация ср., мг/м³				ПДК$_{м.р.}$
		2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	
СЗЗ КНГКМ Юг	H_2S	0,002	0,002	0,002	0,002	0,008
	SO_2	0,003	0,003	0,003	0,003	0,5
	NO_2	0,026	0,026	0,024	0,026	0,2
	CO	0,493	<0,6*	<0,6*	0,428	5
	метилмеркаптан	-	-	-	-	0,006
	CH_4	1,134	1,108	1,111	1,100	50**
СЗЗ КНГКМ Юго-восток	H_2S	0,002	0,002	0,002	0,002	0,008
	SO_2	0,003	0,003	0,003	0,003	0,5
	NO_2	0,026	0,027	0,024	0,026	0,2
	CO	0,478	<0,6*	<0,6*	0,423	5
	метилмеркаптан	-	-	-	-	0,006
	CH_4	1,135	1,106	1,113	1,100	50**
СЗЗ КНГКМ Восток	H_2S	0,002	0,002	0,002	0,002	0,008
	SO_2	0,003	0,003	0,003	0,003	0,5
	NO_2	0,026	0,027	0,025	0,026	0,2
	CO	0,474	<0,6*	<0,6*	0,427	5
	метилмеркаптан	-	-	-	-	0,006
	CH_4	1,132	1,107	1,110	1,099	50**
СЗЗ КНГКМ Северо-восток	H_2S	0,002	0,002	0,002	0,002	0,008
	SO_2	0,003	0,003	0,003	0,003	0,5
	NO_2	0,026	0,026	0,025	0,026	0,2
	CO	0,480	<0,6*	<0,6*	0,423	5
	метилмеркаптан	-	-	-	-	0,006
	CH_4	1,136	1,104	1,110	1,100	50**
СЗЗ КНГКМ Север	H_2S	0,002	0,002	0,002	0,002	0,008
	SO_2	0,003	0,003	0,003	0,003	0,5
	NO_2	0,027	0,027	0,025	0,026	0,2
	CO	0,474	<0,6*	<0,6*	0,425	5
	метилмеркаптан	-	-	-	-	0,006
	CH_4	1,129	1,106	1,112	1,098	50**
СЗЗ КНГКМ Северо-запад	H_2S	0,002	0,002	0,002	0,002	0,008
	SO_2	0,003	0,003	0,003	0,003	0,5
	NO_2	0,027	0,027	0,025	0,026	0,2
	CO	0,481	<0,6*	<0,6*	0,426	5
	метилмеркаптан	-	-	-	-	0,006
	CH_4	1,107	1,107	1,112	1,105	50**
СЗЗ КНГКМ Запад	H_2S	0,002	0,002	0,002	0,001	0,008
	SO_2	0,003	0,003	0,003	0,003	0,5
	NO_2	0,026	0,026	0,025	0,026	0,2
	CO	0,479	<0,6*	<0,6*	0,423	5
	метилмеркаптан	-	-	-	-	0,006
	CH_4	1,130	1,110	1,110	1,098	50**
СЗЗ КНГКМ Юго-запад	H_2S	0,002	0,002	0,002	0,001	0,008
	SO_2	0,003	<0,003*	0,003	0,003	0,5
	NO_2	0,026	0,027	0,025	0,027	0,2
	CO	0,495	<0,6*	<0,6*	0,423	5
	метилмеркаптан	-	-	-	-	0,006
	CH_4	1,126	1,105	1,111	1,111	50**

Примечания: ** - н.п.о. ниже предела обнаружения метода;*
*** - ОБУВ – ориентировочно безопасный уровень воздействия.*

В 2018-2021 гг. на границе СЗЗ превышений ПДК ни по одному из контролируемых компонентов не зарегистрировано (см. рис. 1.2.3).

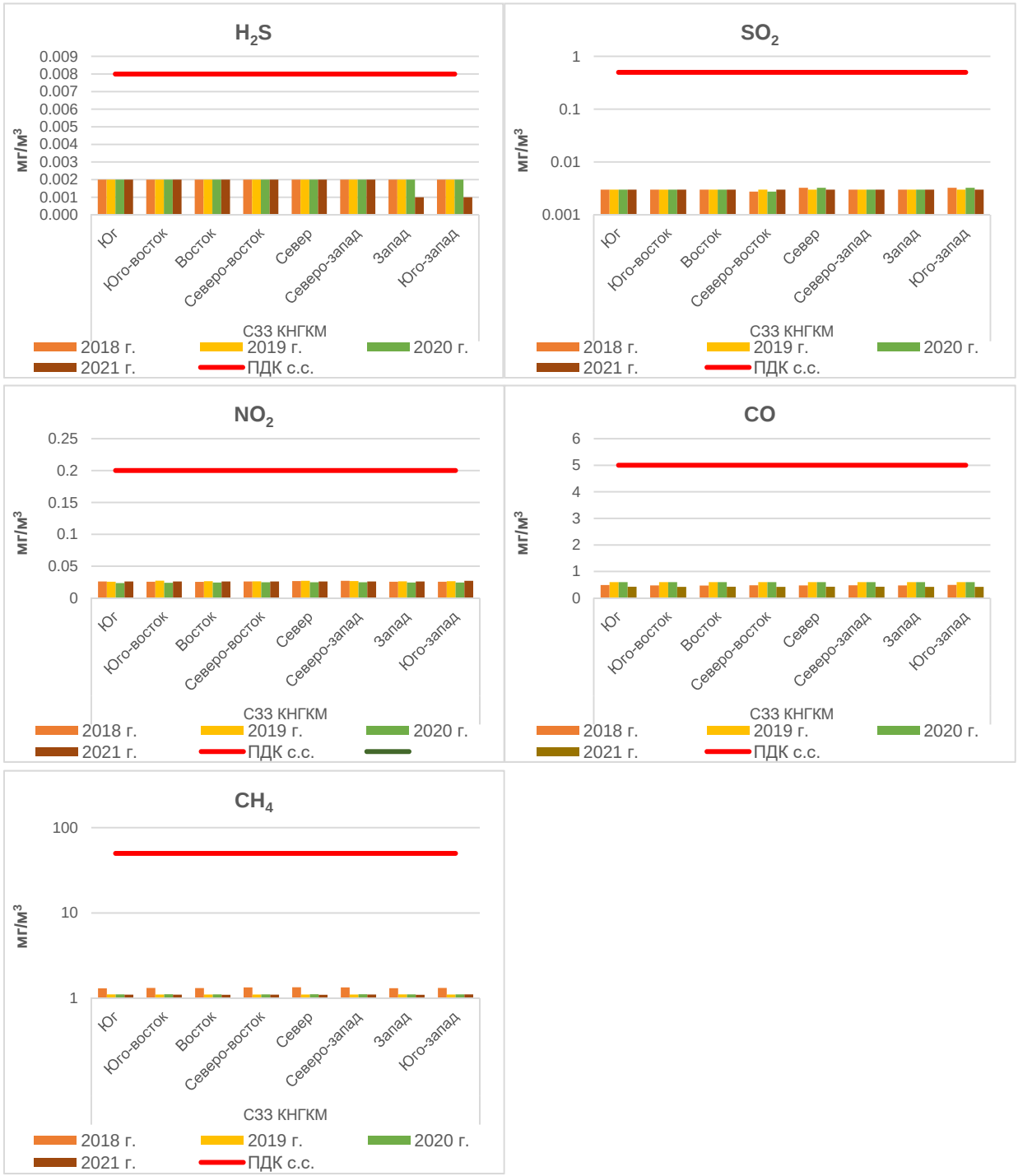


Рисунок 1.2.3. Среднегодовые концентрации загрязняющих веществ в атмосферном воздухе на границе СЗЗ в период 2018-2021 гг.

По данным мониторинга воздействия за все кварталы 2018-2020 гг. и 1-2 кв. 2021 г. (таблица 1.2.6) ***в атмосферном воздухе населенных пунктов,*** расположенных по периметру месторождения, среднегодовые концентрации сероводорода (H_2S) составили 0,125-0,25 ПДК м.р., двуокиси серы (SO_2) – 0,06-0,1 ПДК, двуокиси азота (NO_2) – 0,52-0,67 ПДК, концентрации оксида углерода (CO) составили - 0,14-0,2 ПДК.

Концентрации ароматических углеводородов определены на уровне: бензол – 0,47-0,63 ПДК м.р., толуола ниже МПО (0,23 ПДК м.р.), ксилола ниже МПО (0,7 ПДК м.р.).

Таблица 1.2.6 Результаты мониторинга атмосферного воздуха в селитебной зоне за период 2018-2021 гг.

Точка отбора проб	Наименование загрязняющих веществ	Концентрация ср., мг/м³				ПДК сс
		2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	
Приуральное	H_2S	0,002	0,002	0,002	0,002	0,008**
	SO_2	0,003	0,003	0,003	0,003	0,05
	NO_2	0,025	0,025	0,024	0,023	0,04
	CO	<0,6*	<0,6*	<0,6*	0,433	3
	бензол	0,156	0,173	0,177	0,187	0,3**
	толуол	<0,14*	<0,14*	<0,14*	<0,14*	0,6**
	ксилол	<0,14*	<0,14*	<0,14*	<0,14*	0,2**
Жарсуат	H_2S	0,002	0,002	0,002	0,002	0,008**
	SO_2	0,003	0,004	0,003	0,003	0,05
	NO_2	0,025	0,026	0,025	0,022	0,04
	CO	<0,6*	<0,6*	<0,6*	0,427	3
	бензол	0,156	0,160	0,180	0,182	0,3**
	толуол	<0,14*	<0,14*	<0,14*	<0,14*	0,6**
	ксилол	<0,14*	<0,14*	<0,14*	<0,14*	0,2**
Димитрово	H_2S	0,002	0,002	0,002	0,002	0,008**
	SO_2	0,004	0,003	0,003	0,004	0,05
	NO_2	0,025	0,026	0,026	0,025	0,04
	CO	<0,6*	<0,6*	<0,6*	0,427	3
	бензол	0,141	0,151	0,174	0,177	0,3**
	толуол	<0,14*	<0,14*	<0,14*	<0,14*	0,6**
	ксилол	<0,14*	<0,14*	<0,14*	<0,14*	0,2**
Карачаганак	H_2S	0,002	0,002	0,002	0,002	0,008**
	SO_2	0,004	0,004	0,003	0,003	0,05
	NO_2	0,025	0,025	0,024	0,023	0,04
	CO	<0,6*	<0,6*	<0,6*	0,429	3
	бензол	0,146	0,171	0,184	0,176	0,3**
	толуол	<0,14*	<0,14*	<0,14*	<0,14*	0,6**
	ксилол	<0,14*	<0,14*	<0,14*	<0,14*	0,2**
Жанаталап	H_2S	0,002	0,002	0,002	0,002	0,008**
	SO_2	0,004	0,003	0,003	0,003	0,05
	NO_2	0,027	0,025	0,024	0,022	0,04
	CO	<0,6*	<0,6*	<0,6*	0,430	3
	бензол	0,147	0,172	0,180	0,177	0,3**
	толуол	<0,14*	<0,14*	<0,14*	<0,14*	0,6**
	ксилол	<0,14*	<0,14*	<0,14*	<0,14*	0,2**
Успеновка	H_2S	0,002	0,002	0,002	0,002	0,008**
	SO_2	0,004	0,003	0,003	0,003	0,05
	NO_2	0,026	0,026	0,024	0,024	0,04
	CO	<0,6*	<0,6*	<0,6*	0,428	3
	бензол	0,147	0,155	0,173	0,180	0,3**
	толуол	<0,14*	<0,14*	<0,14*	<0,14*	0,6**
	ксилол	<0,14*	<0,14*	<0,14*	<0,14*	0,2**
Аксай	H_2S	0,002	0,002	0,002	0,002	0,008**
	SO_2	0,003	0,003	0,003	0,003	0,05
	NO_2	0,027	0,026	0,026	0,026	0,04
	CO	<0,6*	<0,6*	<0,6*	0,428	3
	бензол	0,149	0,161	0,176	0,173	0,3**
	толуол	<0,14*	<0,14*	<0,14*	<0,14*	0,6**
	ксилол	<0,14*	<0,14*	<0,14*	<0,14*	0,2**

Примечания: ** - н.п.о. ниже предела обнаружения метода;*
*** - ПДК м.р. – предельно-допустимая концентрация максимально-разовая.*

За отчетный период в населенных пунктах, расположенных по периметру месторождения, превышений ПДК по среднегодовым концентрациям ни по одному из контролируемых компонентов не зарегистрировано (рис. 1.2.4).



Рисунок 1.2.4. Среднегодовые концентрации загрязняющих веществ в атмосферном воздухе на границе ближайших населенных пунктов в период 2018-2021 гг.

В зоне влияния КНГКМ установлены 18 стационарных ***автоматических станций экологического мониторинга (СЭМ).***

СЭМ оснащены анализаторами непрерывного действия, для контроля содержания в воздухе H_2S, SO_2, NO_2, CO и метеооборудованием, для наблюдения за климатическими параметрами.

По состоянию на конец 2021 года на границе новой расчётной СЗЗ (РСЗЗ) расположены СЭМ 006, 007, 008, 009, 010, 011, 012, 013, 014, 016, 017 и 018.

В 2018-2021 гг. по среднегодовым результатам автоматических СЭМ, расположенных на границе СЗЗ, превышений ПДК ни по одному из контролируемых компонентов не наблюдается. Среднегодовые концентрации сероводорода зарегистрированы на уровне 0-0,125 ПДК, серы диоксида – 0,004-0,014 ПДК, азота диоксид – 0,01-0,055 ПДК, углерода оксида – 0,04-0,08 ПДК.

В целом, по результатам производственного экологического контроля, современное состояние атмосферного воздуха в районе расположения КНКГМ, соответствует санитарно-гигиеническим требованиям, предъявляемым к качеству атмосферного воздуха для населённых мест.

1.3. ГЕОМОРФОЛОГИЯ

Участок КНГКМ расположен в северной части Подуральского мелового плато, известного под названием Зауральских Сыртов. Основной особенностью рельефа является его явно выраженная ступенчатость, обусловленная наличием ряда древних поверхностей выравнивания и четвертичных террас. При сопоставлении особенностей рельефа с данными стратиграфии и тектоники вполне достоверно выделяются не менее трёх поверхностей выравнивания различного возраста: олигоцен-среднеплиоценовая, акчагыльская и апшеронская, возникших в результате ряда денудационных циклов. Четвертичное расчленение рельефа привело к образованию четырех надпойменных и двух пойменных террас.

Олигоцен-среднеплиоценовая денудационная поверхность выравнивания является реликтом сильно уплощенной равнины. Абсолютные высоты поверхности колеблются от 120 до 200 м. Для этой поверхности характерны плоские, холмистые, грядовые, кустовые, седловидные формы рельефа. Сложена данная поверхность выравнивания, в основном, мел-мергельными отложениями верхнего мела и нижнемеловыми глинами.

Акчагыльская денудационная поверхность выравнивания наблюдается на отметках 120-180 м, представлена ступенчатыми и холмистыми уплощенными формами. Для этой равнины характерно наличие куэст и денудационных уступов. Склоны водоразделов, сформированные в акчагыльское время, ступенчатые.

Апшеронская аккумулятивная поверхность выравнивания представляет собой пологоволнистую равнину, располагающуюся в пределах довольно обширных плоских и слабовыпуклых (слабоувалистых) водораздельных пространств, сложенных сыртовыми глинами. Абсолютные высоты поверхности колеблются от 80-90 до 180 м.

Наступившее в конце плиоцена - начале четвертичного периода новое общее поднятие территории вновь активизировало процессы денудации. Произошло заложение основных водных артерий района, план которых в последующем существенно не изменился.

Водораздельные делювиальные четвертичные склоны (нижне-среднечетвертичного возраста) имеют прямую, или слабовогнутую, или слабовыпуклую форму. Характер склона, его крутизна зависят от прочностных характеристик подстилающих пород. На уплотнённых прочных грунтах склон крутой и имеет слабовыпуклую форму. На более мягких

образованиях склон пологий и прямой или слабовогнутой формы. Делювиальные склоны изрезаны балками и оврагами. Ширина оврагов от нескольких метров до 0,3-0,5 км. На отдельных участках днища оврагов осложнены эрозионными врезами.

В долинах рек выделены четыре надпойменные террасы.

По долинам всех рек прослеживается III надпойменная аккумулятивная терраса. Ширина её изменяется от 1-3 до 7-9 км в долинах рек Урал и Илек и до 2-3 км в долине р. Берёзовка. Высота террасы над урезом реки до 10-15 м. Поверхность террасы осложнена балками и оврагами. С поверхности она сложена суглинками, глинами.

По долинам всех рек прослеживается II надпойменная терраса. Ширина террасы изменяется от 0,1-0,6 км в долине р. Берёзовка и до 6-7 км в долинах рек Урал и Илек. Поверхность террасы слабонаклонная с абсолютными отметками в пределах 50-75 м. Высота бровки над I надпойменной террасой от 1-1,5 до 4-5 м. На контакте террасы хорошо развито притеррасовое понижение шириной от нескольких метров до 100-200 метров.

Надпойменная аккумулятивная плоская I терраса прослеживается не повсеместно. Ширина террасы от 0,1 до 0,4 км в долине р. Берёзовка и до 2-3 км в долинах рек Урал и Илек. Высота террасы над урезом реки от 3 до 6,5 м. Поверхность террасы изрезана руслами обычно сухих старичных понижений. Сложена терраса суглинистыми грунтами. Высота бровки над поймами рек 1-2 м.

Ширина поймы от нескольких метров до 8 км (р. Урал). Относительное превышение над урезом воды от 0,5 до 4 м для низкой поймы, от 1,5 до 5 м для высокой поймы. Поверхности пойменных террас плоские, сложены суглинками, глинами, супесями и осложнены многочисленными старичными понижениями. Покрыты обе поймы древесно-травянистой растительностью.

1.4. ПОВЕРХНОСТНЫЕ ВОДЫ

1.4.1. Характеристика поверхностных вод месторождения Карачаганак

В зоне влияния КНГКМ гидрографическая сеть представлена реками Урал, Илек (левый приток Урала) и Берёзовка (левый приток Илека).

По условиям водного режима эти реки относятся к Казахстанскому типу с резко выраженным преобладанием стока в весенний период.

Питание их происходит в основном за счет талых снеговых вод. Для годового хода уровней рек характерно наличие хорошо выраженной волны весеннего половодья и относительно устойчивой летней и зимней межени. Интенсивный подъем уровней в марте-апреле сменяется менее интенсивным спадом, продолжающимся обычно до первой половины мая. Затем наступает период летне-осенней межени, в течение которой отмечается дальнейшее замедленное снижение уровней. В отдельные годы наблюдаются подъемы уровней воды, обусловленные выпадением осадков. В зимний период при полном истощении грунтового питания мелкие водотоки промерзают до дна.

Режим стока в годовом разрезе характеризуется высоким весенним половодьем и низкой летней меженью с редкими дождевыми паводками. В осенний период отмечается некоторое повышение водности, связанное с выпадением осадков. Зимой сток обычно незначителен.

Река Урал протекает в 12 км севернее месторождения. Среднегодовой расход реки Урал в створе Жарсуатского месторождения подземных вод 239 $м^3/с$, максимальный 9749 $м^3/с$ (1970 г.), минимальный 23,8 $м^3/с$ (1977 г.). Среднемноголетний объем стока 9,57 $км^3$. Средняя годовая амплитуда колебаний уровней воды достигает 5,3 м.

Воды реки Урал на участке среднего течения характеризуется небольшой минерализацией и гидрокарбонатным кальциевым составом. Общая жесткость воды во время весеннего половодья 2-3 мг-экв/л, а в периоды межени - 5-7 мг-экв/л.

Река Илек протекает в 15 км восточнее границы КНГКМ, является левым притоком реки Урал. Средний многолетний расход реки 33,4 м/с. Среднемноголетний объем стока 1,1 км^3. В отдельные годы река промерзает до дна. Доля весеннего стока составляет в среднем 70% годового. Весеннее половодье начинается в конце марта - начале апреля и продолжается в среднем до 50 суток. Высота весеннего подъема уровней обычно не превышает 6 м при наивысших значениях до 8,3 м. Годовая амплитуда колебаний уровней воды в среднем до 4,7 м.

Величина сухого остатка воды реки Илек колеблется в пределах от 400 до до 1075 мг/л (створ п. Успеновка).

Река Берёзовка пересекает территорию КНГКМ с юга на север. Река берет начало в 5 км к югу от посёлка Берёзовка и является левым притоком р. Илек, впадая в протоку Малый Илек в 2,5 км к северо-востоку от посёлка Карачаганак и в 18 км от устья р. Илек.

Основной сток реки проходит в период весеннего половодья, которое начинается в середине марта - начале апреля. Продолжительность подъема половодья составляет обычно 1-3 дня. Среднегодовой расход 0,94 м /с, расход паводка 5% обеспеченности достигает 2,96 м^3/с, а минимальной расход 97% обеспеченности летне-осенней межени – 2 л/с.

В середине июля река пересыхает. Вода остается лишь в плёсах, многие из которых также пересыхают к концу лета. В период осенних дождей отмечаются незначительные подъемы уровней воды. В зимний период река промерзает до дна. На рис. 1.4.1. приведена схема расположения гидрологических постов на р. Березовка и балке Кончубай. На фото 1.4.1 и фото 1.4.2 приведена р. Березовка в соответствующих створах.

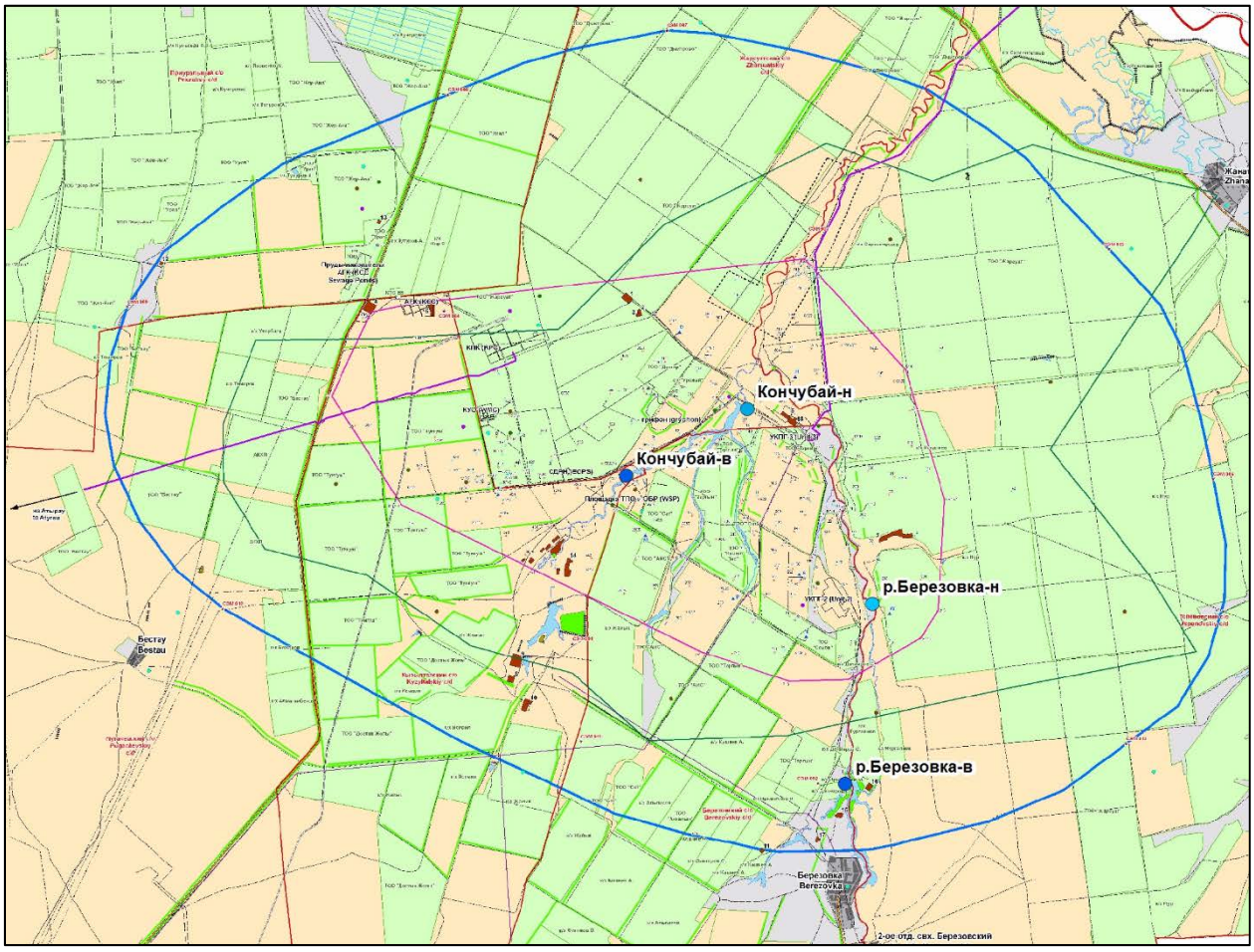


Рисунок 1.4.1. Схема расположения точек мониторинга состояния поверхностных вод на КНКГМ



Фото 1.4.1. Участок долины р. Березовка в створе 7



Фото 1.4.2. Створ 8 р. Березовка

Расчетные гидрологические характеристики реки для устьевого створа сведены в таблицы 1.4.1 и 1.4.2 [108].

Таблица 1.4.1 Слой стока и объемы весеннего половодья р. Березовка

Створ	Норма стока	
	Слой стока, мм	Объем стока, млн. м^3
Мост № 2	50,4	13,1
Мост № 1	50,2	14,2
Плотина № 6	50,4	12,3

Таблица 1.4.2 Гидрологические характеристики р. Березовка в устьевом створе (расчетные)

Средний объем годового стока, млн. м^3	Средний годовой расход воды, м^3/с	Средняя продолжительность периода стока, сутки	Расход воды, 5% обеспеченности, м^3/с	Расход воды 97% обеспеченности, м^3/с (лето-осень)
29,7	0,94	320-340	296	0,002

Балка Кончубай, левый приток р. Берёзовка, берет начало у посёлка Тунгуш, пересекает территорию КНГКМ с юго-запада на север. Балка является временным водотоком (фото 1.4.3.). Длина балки 16 км. Основной сток по балке проходит в период весеннего половодья, которое начинается в середине марта - начале апреля. Расчетные значения максимальных расходов воды, объема стока с водосбора, слоя стока и объема весеннего половодья приведены в таблице 1.4.3 [108]. Гидрологические расчеты выполнены для периода особенно высоких вод редко повторяющихся половодий 1% и 0,1% обеспеченности по стоку.

Таблица 1.4.3 Слой стока и объемы весеннего половодья балки Кончубай

Створ	Норма стока	
	Слой стока, мм	Объем стока, млн. м^3
Плотина №2	52,6	3,97
Плотина №3 (район п.Тунгуш)	52	2,24

Из водохранилища №1, организованном на балке Кончубай, производится забор воды для технических нужд КНГКМ. Объем водохранилища составляет 7,66 млн. м^3. Длина земляной плотины (дамба №1) с частичным креплением откосов сборными железобетонными плитами – 600 м, высота 13 м. Верхний бьеф плотины представлен на Фото 1.4.4.

До настоящего времени водозабор на балке Кончубай проводился для обеспечения технической водой производственных нужд потребителей: КПК, УКПГ-2, УКПГ-3, Экоцентр, АГК.

Очищенная вода после фильтров под остаточным напором подается в резервуар-накопитель емкостью 2000 м^3, откуда насосами производительностью 200 м^3/час (1 раб., 1 рез.) по водоводу подается к производственным площадкам месторождения. Потребление воды на хозяйственно-питьевые нужды не предусмотрено. Расход воды на производственные нужды составляет 850,00 м^3/год.

В настоящее время месторождение испытывает проблемы из-за недостатка объемов технической воды из водохранилища №1 для технологических процессов. 28 февраля текущего года (2022 г.) установлена заглушка и забор воды прекращен. Альтернативными источниками технической воды является водохранилище №2 на балке Кончубай, водозаборная скважина W-9, пруды-накопители и др.



Фото 1.4.3. Участок р. Кончубай в створе №4



Фото 1.4.4. Верхний бьеф глухой части плотины водохранилища №1

Водохранилище №2 на балке Кончубай. Данное водохранилище принадлежит ТОО «Industrial Construction Servises KAZ», который забирает и подает воду КПО на основании Разрешения на спецводопользование. На данный момент рассматривается вопрос о прекращении забора в связи с падением предельного уровня. В 2001 г. была проведена реконструкция дамбы. Назначение водохранилища – обеспечение технической водой Сайпемского городка бурильщиков. Водосбросное сооружение относится к классу переливных плотин, выполненных из бетона по типу лотка.

Балка Калминкова. В весенний период наблюдается эпизодическое поступление воды в Балке Кончубай из балки Калминкова, которая расположена в южной части Карачаганакского месторождения. Борта балки пологие, поросшие травянистой, кустарниковой и древесной растительностью. Тальвег балки заполнен водой, происхождение которой связано с искусственной плотиной, расположенной ниже по течению и аккумулирующей талые и ливневые воды. Наличие плотины делает практически невозможной оценку протекания естественного гидрологического режима в пределах балки.

1.4.2. Гидрохимическая характеристика поверхностного стока и результаты мониторинговых наблюдений за загрязнением поверхностных вод зоны влияния месторождения

Для выявления влияния КНГКМ на поверхностные воды проводился химический анализ проб воды, отобранных в районах возможных источников загрязнения (Отчет по производственному экологическому контролю КПО для КНГКМ за 2,3 и 4 кв. 2018-2021 гг.) [88-91]:

- б. Кончубай (2 точки – выше, ниже месторождения);
- р. Березовка (2 точки – выше, ниже месторождения).

Балка Кончубай. В воде балки Кончубай ведутся наблюдения за следующими компонентами: pH, жесткость, нефтепродукты, нитраты, нитриты, хлориды, сульфаты, тяжелые металлы, сухой остаток, взвешенные вещества, БПК, а также уровень воды в водоеме.

Концентрации загрязняющих веществ в пробах воды из б. Кончубай (выше и ниже месторождения) за 2019-2021 гг. приведены в таблице 1.4.4.

Повышение концентрации солей жесткости в водах балки Кончубай в 2019-2021 гг., вероятнее всего, связано с увеличением минерализации поверхностных вод под влиянием метеорологических факторов.

Концентрации нефтепродуктов, сульфатов, нитритов, нитратов, тяжелых металлов и $БПК_{20}$ не превышали установленных санитарно-гигиенических нормативов. Уровень воды понизился выше и ниже месторождения за последние 4 года, в связи с этим в 2020 и 2021 гг. значительно повысился сухой остаток в воде и превысил ПДК. По данным гидрохимических исследований величина сухого остатка воды балки Кончубай в пределах от 349 до 2180 мг/л. Также наблюдается значительное повышение в 2020 и 2021 гг. (выше и ниже месторождения) концентраций хлоридов.

Таблица 1.4.4 Результаты мониторинга поверхностных вод в б. Кончубай (выше и ниже месторождения) за 2018-2021 гг.

Точка отбора проб	Контролируемые параметры	Концентрация ср., мг/дм^3				ПДК, мг/дм^3
		2018г.	2019г.	2020г.	2021г.	
Балка Кончубай, выше месторождения	pH	7,8	8,1	8,8	8,5	6-9
	жесткость	5,4	7,43	9,46	8,5	7
	нефтепродукты	0,094	0,041	0,050	0,0	0,3
	NO^-_2	0,022	0,007	0,013	0,0	3,3
	NO^-_3	0,464	0,271	0,526	0,5	45
	Cl^-	159	252	480	496,7	350
	SO^{2-}_4	29,1	47,5	63,5	114,0	500
	Cu	0,001	0,0014	0,0022	0,0	1
	Zn	0,005	0,0078	0,0072	0,0	1
	Pb	0,003	<0,003*	<0,003*	<0,003*	0,03
	Cd	0,0002	0,0002	0,0006	0,0	0,001
	сухой остаток	349	565	1027	1213,3	1000
	взвешен. в-ва	3,10	5,3	8,9	6,6	-
	$БПК_{20}$	3,88	3,07	4,68	4,4	6
	уровень, м	5,18	5,02	3,73	4,0	-
Балка Кончубай, ниже месторождения	pH	7,63	8,1	8,7	8,8	6-9
	жесткость	6,97	7,4	11,0	16,8	7
	нефтепродукты	0,071	0,039	0,076	0,0	0,3
	NO^-_2	0,023	0,008	0,010	0,0	3,3
	NO^-_3	0,490	0,287	0,521	0,5	45
	Cl^-	258	234	586	873,0	350
	SO^{2-}_4	36,3	55,7	66,7	117,5	500
	Cu	0,001	0,0020	0,0024	0,0	1
	Zn	0,005	0,0129	0,0157	0,0	1
	Pb	0,003	<0,003*	<0,003*	<0,003*	0,03
	Cd	0,0002	0,0003	0,0007	0,0	0,001
	сухой остаток	563	557	1242	1923,5	1000
	взвешен. в-ва	2,90	5,3	7,3	5,3	-
	$БПК_{20}$	4,22	2,78	4,35	3,6	6
	уровень, м	4,90	4,58	1,28	0,6	-

Река Березовка. Наблюдения в воде р. Березовка ведутся аналогично наблюдениям в воде б. Кончубай.

Концентрации загрязняющих веществ в пробах воды из р. Березовка (выше и ниже месторождения) за 2019-2021 гг. приведены в таблице 1.4.5.

В течение 2018-2021 гг. концентрации всех контролируемых параметров в воде р. Березовка не превышали допустимых норм (за исключением солей жесткости). Повышение концентрации солей жесткости, как и в воде б. Кончубай, связано с увеличением минерализации поверхностных вод. Уровень р. Берёзовка выше месторождения немного понизился за последние 4 года, ниже – практически не изменился. Наблюдается незначительное повышение в 2021 гг. (ниже месторождения) концентраций хлоридов (1,04 ПДК).

Концентрации нефтепродуктов, сульфатов, нитритов, нитратов, тяжелых металлов, сухого остатка и $БПК_{20}$ не превышали установленных санитарно-гигиенических нормативов.

Таблица 1.4.5 Результаты мониторинга поверхностных вод в р. Березовка (выше и ниже месторождения) за 2018-2021 гг.

Точка отбора проб	Контролируемые параметры	Концентрация ср., мг/дм^3				ПДК, мг/дм^3
		2018г.	2019г.	2020г.	2021г.	
Река Березовка, выше месторождения	pH	7,77	8,1	8,5	8,9	6-9
	жесткость	5,20	6,56	7,76	7,1	7
	нефтепродукты	0,10	0,051	0,076	0,1	0,3
	NO^-_2	0,02	0,008	0,008	0,0	3,3
	NO^-_3	0,53	0,344	0,290	0,3	45
	Cl^-	173	216	337	312,7	350
	SO^{2-}_4	50	70,8	53,8	167,0	500
	Cu	0,002	0,0014	0,0028	0,0	1
	Zn	0,006	0,005	0,0065	0,0	1
	Pb	0,003	<0,003*	0,003	<0,003*	0,03
	Cd	0,0002	0,0002	0,0006	0,0	0,001
	сухой остаток	412	574	787	921,3	1000
	взвешен. в-ва	2,90	4,7	4,5	5,8	-
	$БПК_{20}$	3,70	2,6	3,87	3,7	6
	уровень, м	6,36	6,27	5,97	2,7	-
Река Березовка, ниже месторождения	pH	7,74	7,9	8,4	8,1	6-9
	жесткость	7,26	7,41	8,52	8,1	7
	нефтепродукты	0,09	0,039	0,055	0,0	0,3
	NO^-_2	0,02	0,006	0,009	0,0	3,3
	NO^-_3	0,50	0,323	0,381	0,5	45
	Cl^-	262	285	334	365,5	350
	SO^{2-}_4	61	41,7	46,5	90,4	500
	Cu	0,002	0,0016	0,0037	0,0	1
	Zn	0,005	0,013	0,0110	0,0	1
	Pb	0,003	<0,003*	<0,003*	<0,003*	0,03
	Cd	0,0002	0,0002	0,0007	0,0	0,001
	сухой остаток	619	643	777	903,5	1000
	взвешен. в-ва	2,78	4,0	3,5	4,9	-
	$БПК_{20}$	3,36	2,54	4,29	4,3	6
	уровень, м	0,89	0,75	0,88	1,2	-

В целом, результаты мониторинга поверхностных вод в районе месторождения Карачаганак в 2018-2021 гг., показывают, что содержание загрязняющих веществ в пробах воды б. Кончубай и р. Березовка находится в пределах допустимых норм.

1.5. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ СРЕДА

В геолого-структурном отношении Карачаганакское НГКМ расположено во внутренней части северной бортовой зоны Прикаспийской впадины, относящейся к области развития соляной тектоники. В разрезе осадочного чехла здесь выделяются три структурных комплекса: подсолевой, солевой и надсолевой (рис. 1.5.1, 1.5.2, 1.5.3).

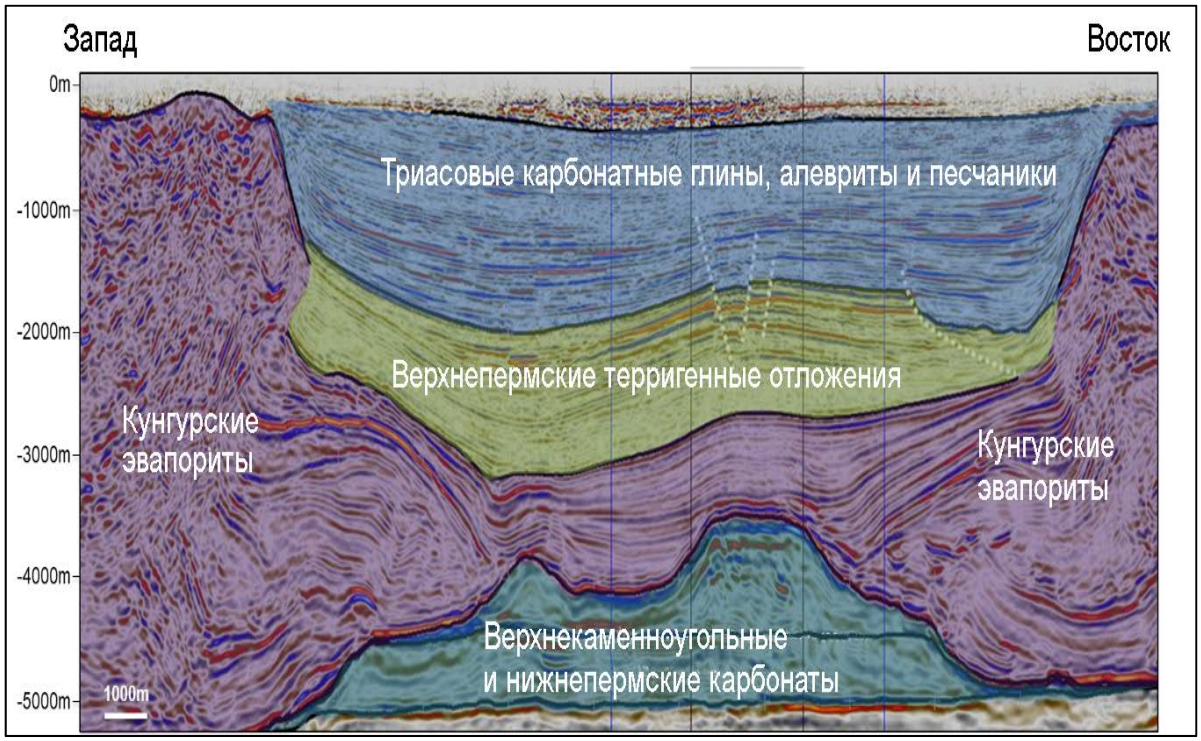


Рисунок 1.5.1. Основные стратиграфические комплексы Карачаганакской мульды

Поскольку в настоящем отчете речь пойдет о закачке сточных вод в надсолевой комплекс, поэтому здесь стратиграфическое описание района приводится, начиная с пермской системы, далее мезозой (триасовая, юрская и меловая системы) и кайнозой (неогеновая и четвертичная системы). Целевыми отложениями для захоронения промышленных сточных вод являются глубокозалегающие горизонты триаса и татарского яруса верхней перми.

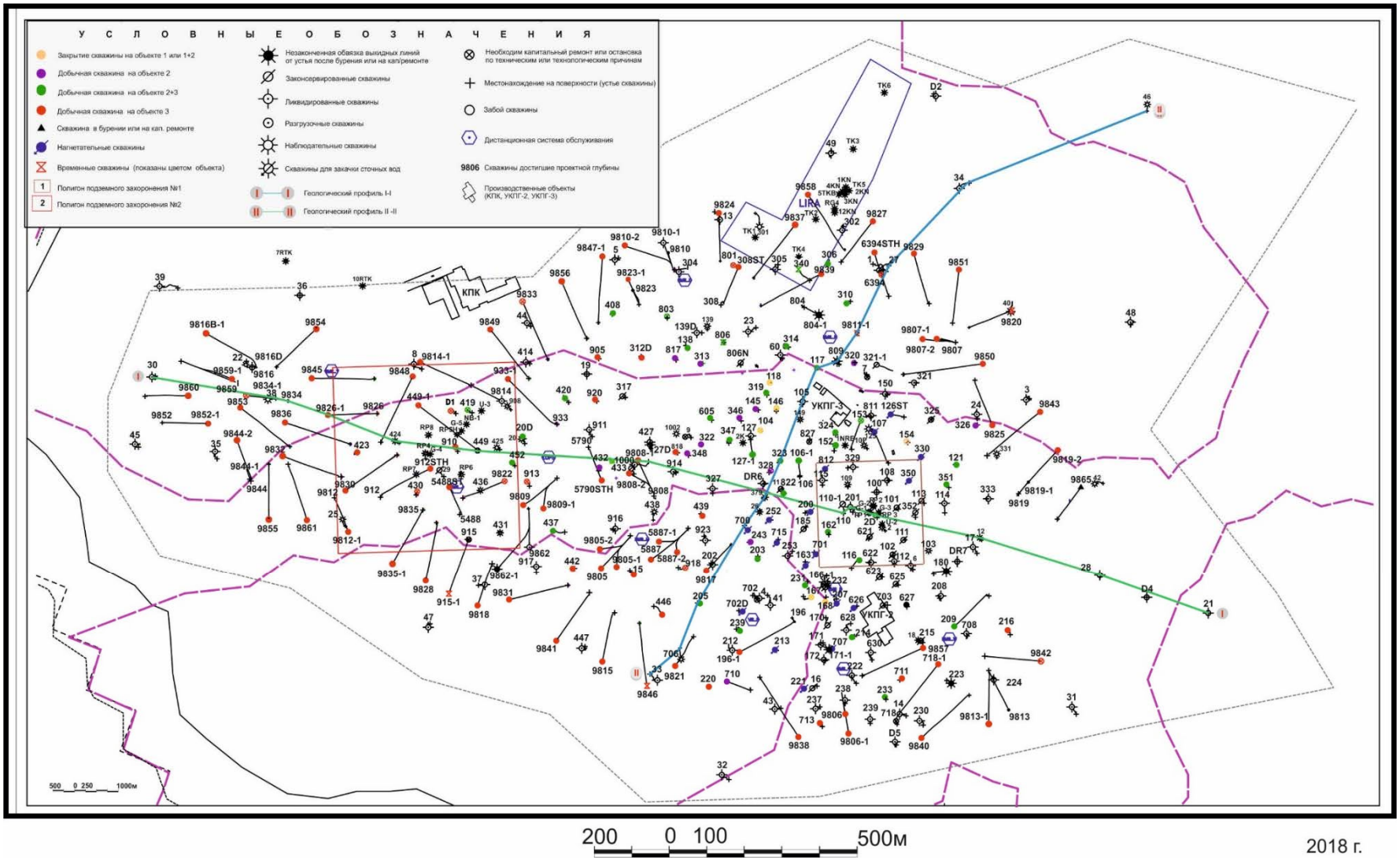


Рисунок 1.5.2. Схема расположения геологических разрезов района Карачаганакского НГКМ

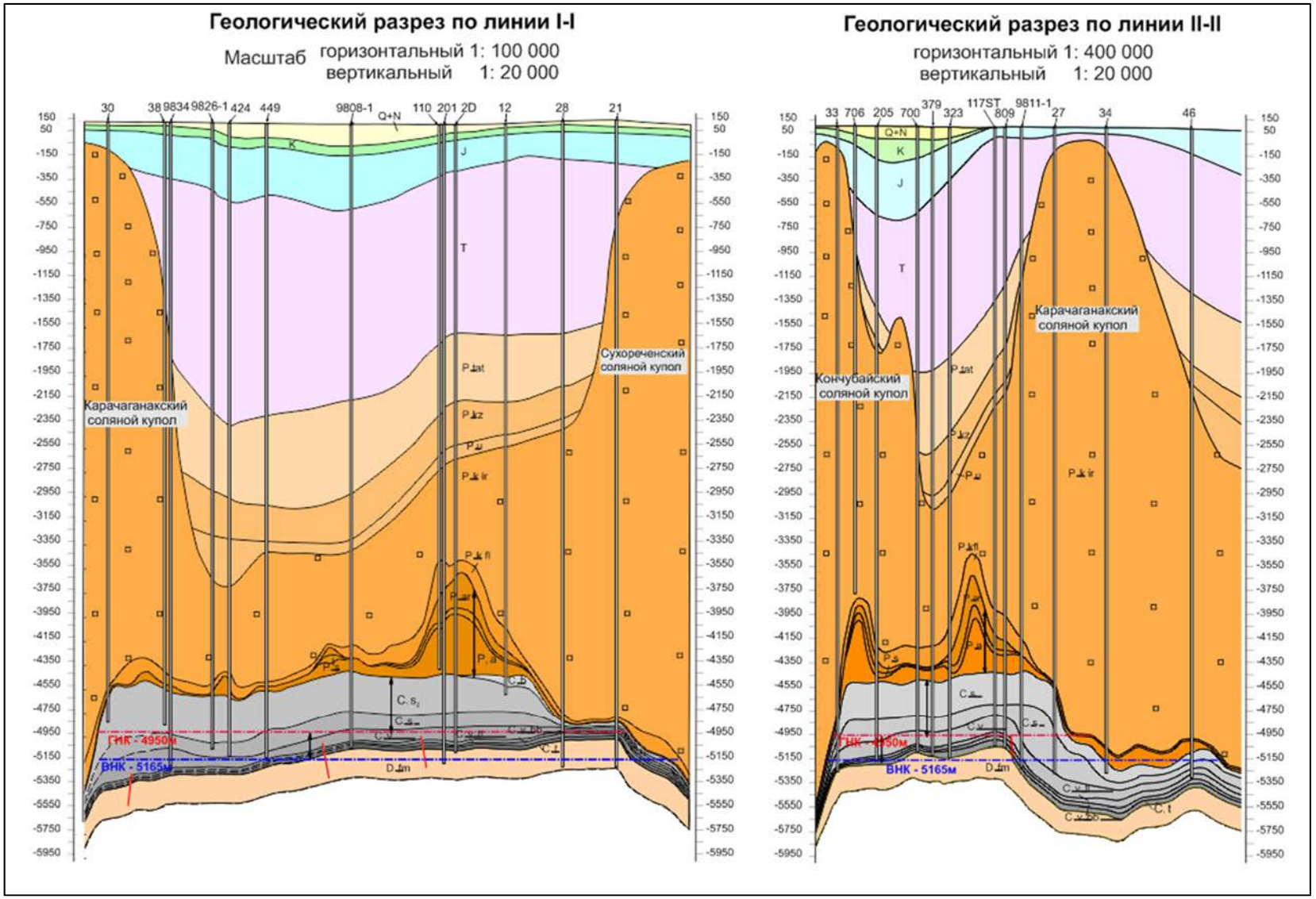


Рисунок 1.5.3. Геологические разрезы по линии I-I и II-II

1.5.1. Литолого-стратиграфическая характеристика разреза

Литолого-стратиграфическая характеристика разреза приведена по данным изданных геологических карт масштаба 1:200 000 (листы M-39-V, VI, XI и XII) (авторы Бутковский Ю.М., Омельченко Д.А., Ильин М.Ф. и другие, 1983). Характеристика дополнена информацией, полученной в процессе бурения эксплуатационных скважин на нефть, конденсат и газ, нагнетательных и контрольно-наблюдательных скважин на старом и новом полигонах захоронения промышленных стоков. Только по Полигону №2 в рамках последнего геологического отчета [85], составленного с целью обоснования возможности закачки промсточных вод в объеме 1100,0 тыс. $м^3$/год, было использовано порядка 80 скважин, пробуренных в советское время и в последние годы. И так, геолого-гидрогеологические условия надсолевой части Карачаганакского месторождения хорошо изучены, что позволило с высокой степенью достоверности обосновать возможность принятия пластами коллекторами прогнозируемых объемов промсточных вод. Далее кратко приведена характеристика геологии продуктивных горизонтов надсолевого комплекса.

Пермская система

Верхний отдел (P_2)

Отложения верхнего отдела пермской системы представлены уфимским, казанским и татарским ярусами и распространены повсеместно под покровом более молодых образований. Мощность отложений более 200 м. Наиболее близко к дневной поверхности они залегают на сводах соляных куполов (0,5 км-1,5 км). В межкупольных зонах эти отложения погружаются на глубину 3-4 километров.

Наибольший интерес представляют отложения татарского яруса, в который производится закачка сточных вод на Полигоне №1. Отложения татарского яруса представлены глинами коричневыми с голубоватыми пятнами, плотными, аргиллитоподобными, известковистыми, песчанистыми с прослоями косослоистых полимиктовых песчаников, алевролитов и слабосцементированных песков, реже известняков. Отложения вскрываются на глубинах более 1700-2500 м. Перспективные для закачки отложения представлены толщей преимущественно песчаников плотных, слабопористых с прослоями глин. Мощность пачки татарских отложений, в которые закачиваются сточные воды составляет не более 100 м.

Триасовая система

В пределах Карачаганакского месторождения триасовые отложения развиты повсеместно. В литологическом отношении породы представлены неравномерным переслаиванием глин, песчаников, песков, алевролитов и аргиллитов. На большей части исследуемой площади триасовые отложения изучены по скважинам и их мощность составляет от 1068 м до 2040 м, увеличиваясь на западе площади. Сокращенные мощности триасовых пород приурочены к соляным куполам. Здесь они составляют от 63 м до 600 м. Мощные глинистые толщи (экраны), преобладающие в верхней части разреза, с глубиной сменяются песчанистыми отложениями (поглощающие горизонты), доля которых резко увеличивается, и они начинают превалировать в разрезе.

В отложениях триаса отчетливо были выделены три коллектора (I-буферный, II-резервный, и III-основной), разделенных в основном относительно глинистыми толщами (экраны A, B, C). Коллекторы/резервуары III и II являющийся целевым для закачки, были подразделен на несколько перспективных объектов, которые достаточно четко выделялись по всем нагнетательным скважинам обоих полигонов.

В настоящее время на территории участка Полигона №2 была продолжена работа уже на основе статистического литолого-фациального анализа, которая позволила уточнить

литологический разрез перспективных резервуаров на основе выделения фациальных ассоциаций [85].

Юрская система

Отложения юрской системы в пределах Карачаганакского месторождения представлены средним и верхним отделами и развиты в межкупольной зоне. В сводах соляных куполов отложения юрского возраста отсутствуют.

Нижняя часть юры представлена обломочными терригенными фациями, на основании органических остатков, отнесенных к средней юре (нерасчлененные ааленский - байосский яруса). Верхняя часть сложена глинами крупнослоистыми слабопесчанистыми, предположительно батского возраста. Много обуглившихся остатков растений, встречаются прослои углей. Мощность отложений более 180 м. Отложения верхнего отдела представлены терригенно-карбонатными фациями: темно-серыми, серыми известковистыми глинами с прослоями известняков и мергелей. Мощность отложений до 75 м.

Общая мощность отложений юры до 260 м.

Меловая система

Отложения меловой системы широко распространены в пределах межкупольной мульды и относительно хорошо изучены как по естественным обнажениям, так и по разрезам многочисленных буровых скважин. По литолого-фациальным признакам они легко подразделяются на две толщи: нижнюю – темноцветную песчано-глинистую и верхнюю – светло-окрашенную мел-мергелистого состава, отнесенную к верхнему отделу. Кровля меловых отложений отмечается на глубине 30-50 м. Мощность отложений оставляет 100-170 м.

Палеогеновая система

Палеоген в районе месторождения отсутствует.

Неогеновая система

Неогеновые отложения с резким стратиграфическим несогласием залегают на различных горизонтах нижнего мела и триаса и представлены акчагыльским и апшеронским ярусами.

Акчагыльский ярус имеет почти повсеместное распространение и залегает с угловым несогласием на нижележащих отложениях. Нижняя часть разреза представлена в основном отложениями глин, расчлененных на 4 пачки. *I-я пачка* сложена серыми, слоистыми глинами с прослоями плотных мергелей. *II-я пачка* – глины серые, светло-серые песчанистые, известковистые с гальками меловых и палеогеновых пород, песка и гравия. *III-я пачка* – глины серые горизонтальнослоистые с прослоями мергеля и песка. *IV-я пачка* – глины серые, светло-серые песчанистые с большим количеством растительного детрита. Мощность отложений акчагыльского яруса достигает 180 м.

Апшеронский ярус представлен «сыртовыми» отложениями, которые по простиранию фациально замещают морские отложения и являются их континентальным аналогом. Отложения представлены коричневыми и красновато-бурыми глинами, суглинками и желтовато-серыми песками.

Суммарная мощность верхнеплиоценовых отложений достигает 212 м.

Четвертичная система

К четвертичной системе отнесены нерасчлененные нижние и средние звенья (Q_{I-II}), верхнее звено (Q_{III}), Современное звено (Q_{IV}). Аллювиальные отложения верхнего звена участвуют в строении I и II надпойменных террас рек Урал, Утва, Илек, Березовка. Отложения представлены серыми разнозернистыми кварцевыми песками. Общая мощность отложений достигает 20-27 м. К

современным отложениям относятся аллювиальные осадки высокой и низкой пойм рек Урал, Утва, Илек, Березовка. Отложения этого возраста представлены суглинками, светло-серыми мелкозернистыми песками. Мощность отложений составляет 5-7 м.

1.5.2. Тектоническое строение

В тектоническом отношении Карачаганакское месторождение находится во внутренней части северной бортовой зоны Прикаспийской впадины, характеризующейся большой мощностью осадочного чехла и проявлением соляной тектоники.

За прошедшие 10-15 лет по результатам бурения и переинтерпретации сейсмических материалов появилась возможность несколько уточнить строение надпродуктивной части и продуктивного резервуара и, в первую очередь, его периферийных частей.

В районе Карачаганакского месторождения по данным сейсморазведки поверхность фундамента образует поднятие амплитудой до 400 м, ограниченное с севера дугообразным прогибом.

В разрезе осадочной толщи в пределах бортовой зоны Прикаспийской впадины выделяются три структурных этажа, различно реагировавших на тектонические движения. Нижний структурный этаж объединяет отложения от верхнедевонских до артинского яруса ранней перми включительно, средний – включает кунгурскую сульфатно-галогенную толщу, а верхний – охватывает образования верхней перми и триаса.

Проявившаяся уже после формирования красноцветных континентальных образований верхней перми и терригенных толщ триаса, соляная тектоника полностью изменила надсолевой структурный план. Особенности проявления соляной тектоники привели к образованию валообразных поднятий и соляных куполов. Центральная часть подсолевой структуры совпадает в плане с межкупольной мульдой, где практически отсутствует соль, а сульфатная пачка кунгура перекрыта уфимскими и казанскими красноцветами.

Плиоцен-четвертичный комплекс, залегающий с резким несогласием на всех отложениях, слагающих солянокупольные структуры и сопряженные с ними мульды, образовался после длительного континентального перерыва и практически не дислоцирован.

Основными структурными элементами, определяющими соотношение соленосной и покровной толщ, являются три соляных купола – Кончубайский, расположенный на юго-западе, Карачаганакский, захватывающий северную часть, Сухореченский на крайнем юго-востоке и Кончубай–Карачаганакская мульда, разделяющая вышеперечисленные положительные структуры (рис. 1.5.4). Купола слагаются породами различного типа с преобладанием каменной соли кунгурского возраста. В рельефе они практически не проявляются, так как перекрыты толщей четвертичных и неогеновых отложений.

Карачаганакский соляной купол имеет валообразное строение и субширотное простирание, он занимает северную часть месторождения. Южное крыло повторяет контур выявленного сейсморазведкой разлома, отделяющего северную часть Карачаганакского месторождения. Севернее и восточнее Карачаганакского купола располагаются небольшие мульды юго-восточного простирания – Илекская и Сухореченская, на юге расположена Кончубай – Карачаганакская мульда.

Кончубайский соляной купол по сравнению с Карачаганакским имеет меньшие размеры. Восточная часть Кончубайского соляного купола, который также имеет субширотное простирание, перекрывает небольшой участок на юго-западе месторождения. Характер структурного сочленения комплексов свидетельствует о том, что унаследовано развивавшийся относительно приподнятый тектонический блок создал в перекрывающих его породах верхней перми ослабленную трещиноватую зону. В нее, достигнув давлений и

температур, достаточных для перехода в текучее состояние, внедрялись кунгурские соли. По данным бурения, в составе купола преобладает кунгурская соль.

Сухореченский соляной купол имеет меньшие размеры и амплитуду, захватывает небольшую часть Карачаганакского месторождения.

Кончубай–Карачаганакская межкупольная мульда, в пределах которой расположены два полигона захоронения промышленных стоков, протягивается в субширотном направлении между соляными куполами Карачаганак и Кончубай и расширяется к центру месторождения. Общая протяженность мульды в пределах месторождения составляет около 24,5 км, ширина же ее варьирует от 2 км на западе до 9 км на юго-востоке. Отжатые в результате соляной тектоники эвапориты кунгурского яруса в центральных частях мульды практически отсутствуют, их мощности изменяются от 6 м до 2687 м на юге мульды. Преимущественно сульфатные отложения кунгурской пачки последовательно перекрываются терригенными отложениями верхней перми (уфимскими, нижне- и верхнеказанскими), триаса, юры, мела и неоген – четвертичными по мере движения с северо-востока на юго-запад.

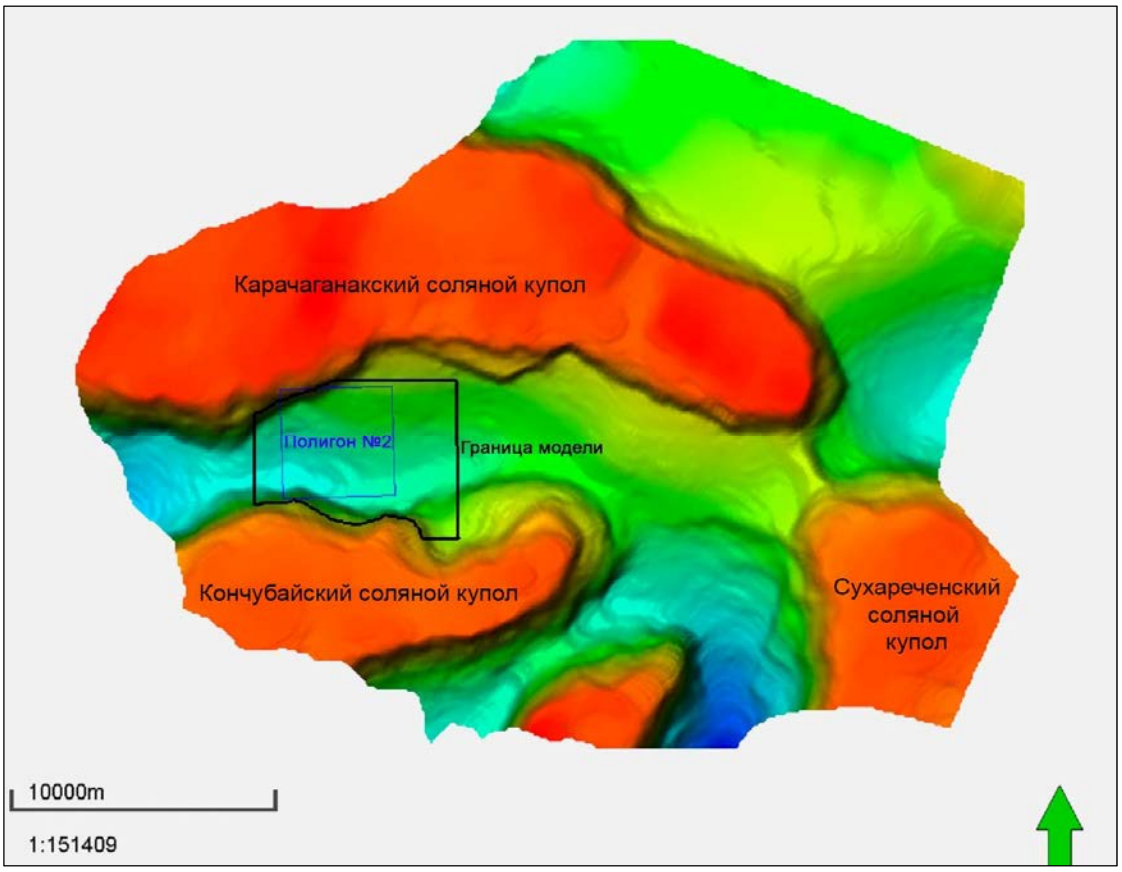


Рисунок 1.5.4. Карта-схема расположения соляных куполов

1.5.3. Сейсмогеологический анализ

В 1999 и 2009 гг. была проведена сейсмика 3Д на территории Карачаганакского месторождения (рис. 1.5.5), материалы интерпретации которой в значительной степени использованы с целью дальнейшего литолого-стратиграфического расчленения пермь-триасовой толщи, выявления разломов. Площадь съемки составила 808 кв. км. Основной целью сейсморазведочных работ было получение четкого изображения пермских, каменноугольных и девонских коллекторов, особенно подсолевых участков; однако покрытие геологического разреза съемкой было небольшим.

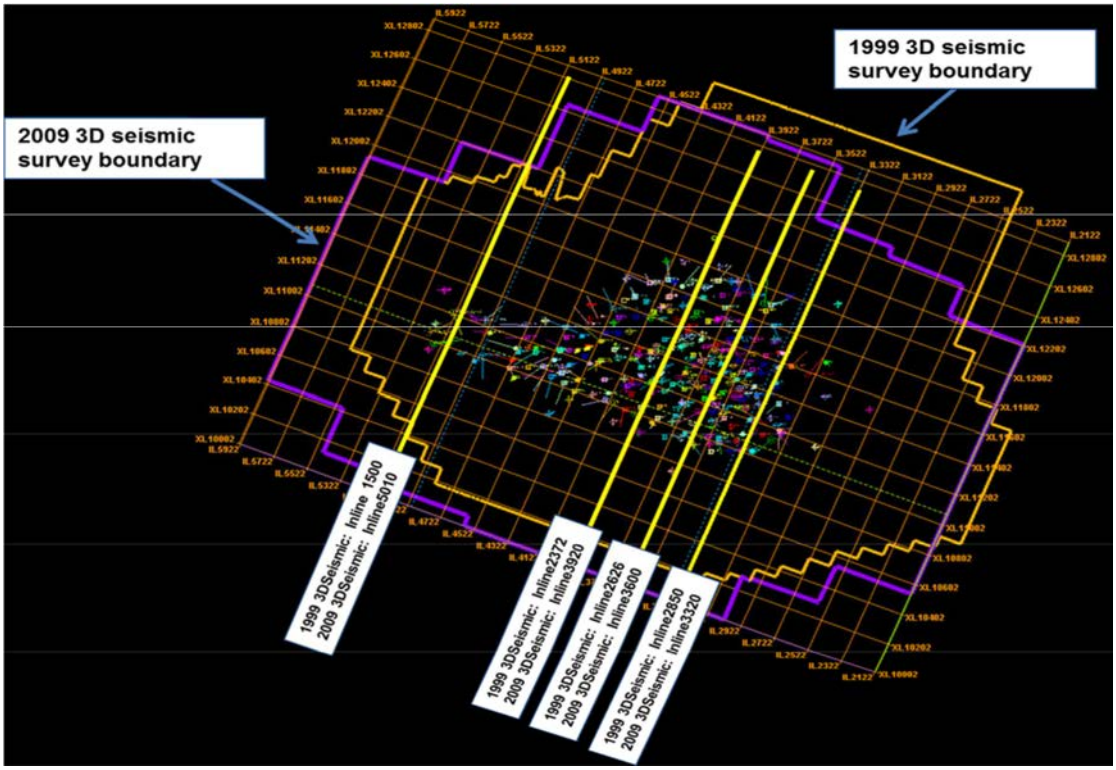


Рисунок 1.5.5. Обзорная карта участка проведения 3Д сейсмики в 1999 и 2009 гг.

Объем данных глубинной миграции до суммирования (Pre-SDM), полученный в результате сейсмических исследований 3Д в 1999 г., был использован как основной комплект данных для интерпретации горизонтов и разломов. Основная цель и выдаваемые данные заключались в уточнении границ залежи путем интерпретации основных стратиграфических горизонтов по всему месторождению и поверхностей основных разломов.

Данные сейсмических исследований 1999 г. также были включены в Программу детальных геологических исследований на Полигоне закачки КПК (Полигон №2) в соответствии с требованием ГКЗ от 24 марта 2004 г. По результатам этих работ были выявлены:

1) выделены перспективные горизонты и определены пределы из залегания, отрисованы структурные карты;
2) определена протяженность экрана А, доказано, что он покрывает всю площадь Карачаганакского месторождения, что не дает возможности жидкости вытекать из Резервуара;
3) доказано, что экран В ограничен в плане соляными куполами, что не дает возможности жидкости/стокам перетекать в Резервуар I снизу, т.к. не должно быть загрязнения Резервуара;
4) составлены карты мощности Резервуара III с целью показать общее распространение песков в интервале закачки;
5) определены местоположения некоторых разломов.

По результатам сейсмики выявлено, что при переходе от близко залегающих к поверхности горизонтов к более глубоким, число и величина разломов возрастают. В образовании разломов главную роль играет движение соли. Форма и расположение этих нарушений подтверждают, что рост соляных куполов является основными источниками смещений. Разломы фактически расположены между соляными куполами в местах сужения бассейна. По данным сейсмики 1999 г. и ее интерпретации в 2006-2008 гг. в районе Полигона №1 было интерпретировано только два основных разлома, и несколько второстепенных,

которые затухают еще в низах триасовых отложении. Разломы не достигают интервала буферного Рез. I, что говорит о невозможности проникновения сточных вод в буферный горизонт по системе разломов в районе Полигона №1 [84]. В триасовом комплексе в пределах участка Полигона №2 для захоронения промышленных стоков разломы выявлены не были, что свидетельствует об отсутствии гидродинамической связи водоносных горизонтов по тектоническим разломам [85].

1.6. ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ РАЙОНА КАРАЧАГАНАКСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ. СОСТОЯНИЕ ВОПРОСА ЗАХОРОНЕНИЯ ПРОМСТОЧНЫХ ВОД В ГЛУБОКИЕ ВОДОНОСНЫЕ ГОРИЗОНТЫ

В гидрогеологическом отношении КНГКМ расположено в пределах Прикаспийского артезианского бассейна, являющегося составной частью обширного Восточно-Русского сложного бассейна (бассейн I порядка) и Сыртовского бассейна пластовых и блоково-пластовых напорных вод (бассейн II порядка).

Гидрогеологическая структура бассейна включает подсолевой и надсолевой гидрогеологические этажи, разделенные мощной флюидоупорной толщей, в качестве которой выступает соленосная толща иреньского горизонта кунгурского яруса, а также терригенно-галогенные образования уфимского и казанского ярусов перми. Подробно описание гидрогеологических условий района приводится в Геологическом отчете, подготовленном по результатам детальной разведки участка Полигона №2 в 2003-2007 гг. [83], в котором также использованы материалы гидрогеологической, инженерно-геологической съемок масштаба 1:200000, 1:50000 [39-43], и геологическом отчете, составленном по результатам доразведки участков Полигонов №1 и №2 в 2017-2018 гг. 2020-2021 гг. соответственно [84, 85] и посвященным доказательству возможности принятия пластами-коллекторами прогнозируемых объемов промсточных вод. Здесь приведено краткое описание гидрогеологических условий.

1.6.1. Общие гидрогеологические условия Карачаганакского месторождения

В разрезе надсолевого гидрогеологического этажа в пределах Карачаганакского месторождения выделяется 12 водоносных, локально водоносных и водоупорных горизонтов: 6 в разрезе неоген-четвертичных отложений и 6 в разрезе мезозоя и палеозоя. Изученность водоносных горизонтов в толще разреза крайне неравномерна. Водоносные горизонты достаточно хорошо изучены и полно охарактеризованы до глубины 350 м и в интервале глубин 1500-2300 м, что обусловлено сложностью структурного плана надсолевого этажа и целевым направлением разведочных работ.

В надсолевом гидрогеологическом этаже имеются участки с нарушенным гидродинамическим режимом подземных вод, связанные с действующими полигонами подземного захоронения промстоков и техногенными газовыми залежами, образовавшимися в результате аварии на скважине 427 в 1987 г.

С достаточной мерой условности надсолевой гидрогеологический этаж разделен на два гидрогеологических подэтажа:

1) неоген-четвертичный безнапорный (субнапорный),
2) верхнепермский-мезозойский напорный.

К безнапорному (субнапорному) гидрогеологическому подэтажу отнесены неоген-четвертичные гидрогеологические подразделения:

- водоносный современный аллювиальный горизонт (aQ_{IV});
- водоносный средне-верхнечетвертичный аллювиальный горизонт (aQ_{II-III});

- локально-слабоводоносный нижне-среднечетвертичный делювиальный горизонт (dQ_{I-II});
- водоупорный верхнеплиоценовый верхний сыртовый горизонт ($N_2^3sr_2$);
- локально-водоносный верхнеплиоценовый нижний сыртовый горизонт ($N_2^3sr_1$);
- водоносный верхнеплиоценовый акчагыльский горизонт (N_2^3a).

К напорному гидрогеологическому подэтажу отнесены мезозойские и верхнепермские гидрогеологические подразделения:

- локально-водоносный нижнемеловой горизонт (K_1);
- водоносный юрский комплекс (J);
- водоносный триасовый комплекс (T);
- водоносный верхнепермский комплекс (P_2);
- региональный нижнепермский водоупор (P_1kg).

Ниже приводим краткую характеристику водоносных горизонтов. Текст сопровождается схематической гидрогеологической картой масштаба 1:200000 (рис. 1.6.1 а,б,в). Карта заимствована из Проекта полигонов закачки [98]. Карта дополнена новой гидрогеологической информацией, приведенной в отчетных материалах Хусаинова Т.Н за 2014 г. [43], а также современными данными, полученными в результаты доразведочных работ на участках полигонов закачки. К данной карте приводится детальная карта-врезка-гидрогеологическая карта масштаба 1:25000 участка Полигона №1 (рис. 1.6.2 а,б,в).

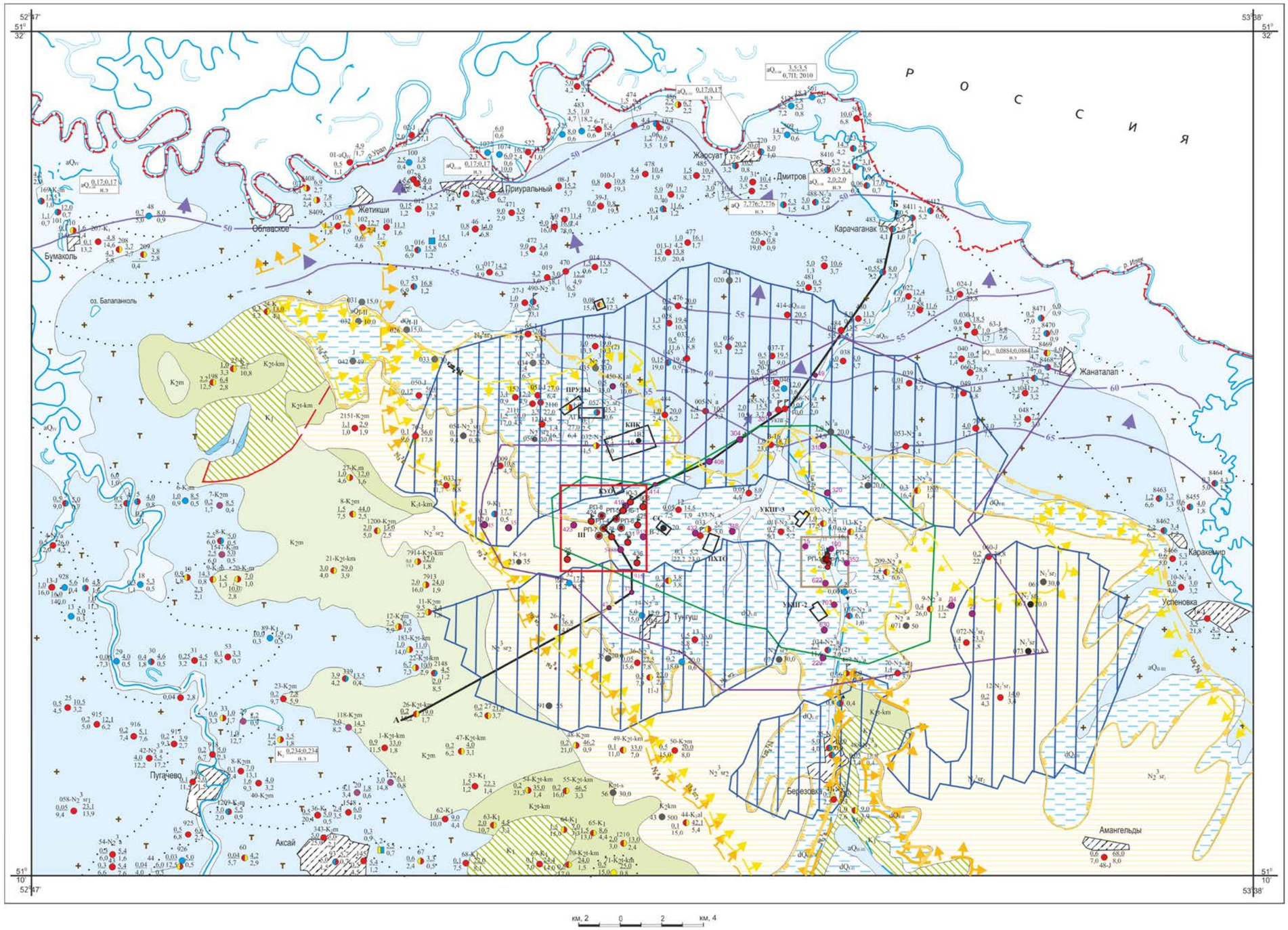


Рисунок 1.6.1 (а). Гидрогеологическая карта района Карачаганакского НГКМ

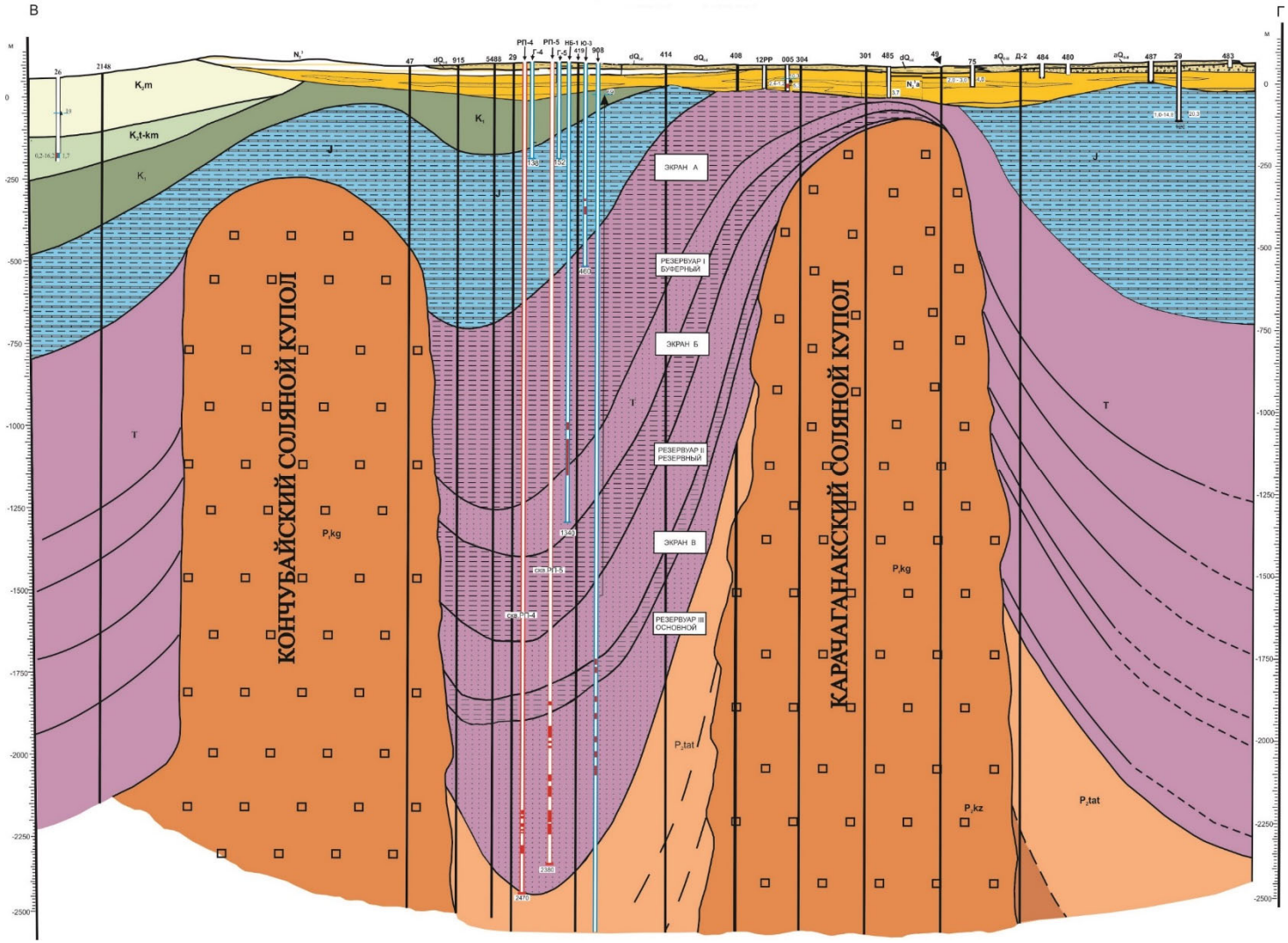


Рисунок 1.6.1 (б). Схематический гидрогеологический разрез по линии В-Г к карте на рисунке 1.6.1 (а)

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

Гидрогеологические подразделения

а. Водопроницаемые водоносные

Распространенные по площади

Первые от поверхности	Залегающие ниже первых от поверхности	Наименование гидрогеологических подразделений
aQ_{IV}		Водоносный современный аллювиальный горизонт (aQ_{IV})
aQ_{II-III}		Водоносный средне-верхнечетвертичный аллювиальный горизонт (aQ_{II-III})
	N_2^3a	Водоносный верхнеплиоценовый акчагыльский горизонт (N_2^3a)*
	N_2sr_1	Водоносный верхнеплиоценовый нижний сыртовый горизонт ($N_2\ sr_1$)*
K_2m		Водоносный верхнемеловой маастрихский комплекс (K_2m)*
K_2t-km		Водоносный верхнемеловой турон-кампанский комплекс (K_2t-km)*
K_1		Локально водоносный нижнемеловой комплекс (K_1) *
	J	Водоносный юрский комплекс *
	T	Водоносный триасовый комплекс *
	P_2tat	Водоносный верхнепермский комплекс (татарский, казанский, уфимский ярусы) *
	P_1kg	Кунгурский ярус нижнего отдела пермской системы *

* Отражены на гидрогеологических разрезах м-ба 1:50 000

б. Слабопроницаемые слабоводоносные

dQ_{I-II}		Слабопроницаемый локально-слабоводоносный нижне-среднечетвертичный делювиальный горизонт (dQ_{I-II})

в. Водонепроницаемые водоупорные

N_2sr_2	N_2sr_2	Водоупорный верхнеплиоценовый сыртовый горизонт ($N_2\ sr_2$)

Кунгурский ярус нижнего отдела пермской системы *

Водопроявления

а. Показатели водообмена

65 — гидроизогипсы, м абс.

направления движения подземных вод верхнего водоносного горизонта

б. Естественные водопроявления

2 / 0,001 / 0,5 — родник нисходящий

3 / 0,3 / 0,4 — родник восходящий

Цифры сверху - номер по карте, слева - дебит, л/с, справа - минерализация, г/л

89-К1 / 10,0 / 0,3 / 1,9 / 0,5 (2) — скважина, колодец. Вверху - номер по карте и индекс геологического возраста гидрогеологического подразделения. Слева в числителе - дебит, л/с,в знаменателе - понижение, м. Справа в числителе - глубина установившегося уровня, м, в знаменателе - минерализация, г/л. Цифра в скобках означает количество вскрытых горизонтов

2 / 0,3 / 0,4 / 5,5 / 0,7

3 / N_2 sr2 / 0,65 / 30 — скважина безводная. Вверху индекс стратиграфического подразделения на забое скважины. Цифры слева - номер по карте, справа - глубина скважины, м

Минерализация и химический состав подземных вод

а. Минерализация и химический состав подземных вод первых от поверхности гидрогеологического подразделения

Преобладающая минерализация		
Пресные	Солоноватые	
до 1 г/л	1-3 г/л	3-10 г/л

\- - - - - граница участков с различной минерализацией подземных вод

б. Химический тип воды в опорных водопунктах

- гидрокарбонатный
- гидрокарбонатно-хлоридный
- смешанный
- хлоридный
- хлоридно-сульфатный
- хлоридно-гидрокарбонатный
- сульфатный
- сульфатно-хлоридный
- сульфатно-гидрокарбонатный

На врезке к участку Полигона №2

Нагнетательные скважины

РП-5(Т) / 403,7 / 156,1 / 3,3 / 5,2; 9,0; 29,8 — Скважины нагнетательные (поглощающие). Верху - номер по карте и индекс возраста водоносного подразделения, используемого для сброса промстоков. Слева в числителе - средняя приемистость скважины м ^{3}/сут по состоянию на 11.2020г., в знаменателе - среднегодовое давление, закачки, бар. Справа: в числителе - индекс приемистости, м ^{3}/сут/бар, в знаменателе - среднегодовые концентрации специфических компонентов закачиваемых вод, в мг/дм^3: нефтепродукты, взвешенные вещества, сероводород

Наблюдательные скважины

431-(Т-III) / 229,6 / 38,5(1976) / 56,1 / 299 / 0,49; 0,44 — Режимные скважины на глубокие горизонты. Вверху - номер по карте и индекс возраста наблюдаемого водоносного горизонта. Слева: в числителе - приведенное к 2000м пластовое давление, бар, по сотоянию на 11.2020г.; в знаменателе-температура, °С, в скобках глубина замера температуры. Справа: в числителе - глубина установившегося уровня исследуемого интервала, м, по состоянию на 10.2020г.; в знаменателе - минерализация подземных вод исследуемого интервала, г/дм^3. Внизу: содержание компонентов в подземных водах, мг/дм^3 - нефтепродукты, метанол.

Г-7(N) / 67,9-90,8 / 99,2 / 8,3 / 10,4-7,7°С / 0,29; 0,35 — Наблюдательные скважины на первый от поверхности водоносный горизонт. Вверху - номер по карте; слева в числителе - интервал посадки фильтра от-до, м; в знаменателе глубина скважины, м. Справа: в числителе - глубина установившегося уровня по состоянию на 11.2020, в знаменателе-минерализация, г/дм^3 и температура воды, °С. Внизу - содержание нефтепродуктов и метанола в подземных водах, мг/дм^3

Прочие знаки

- Русло реки
- р. Урал — Пересыхающий участок реки
- Граница гидрогеологических подразделений
- N_2^3 0,8 / 0,04;П — Участок перспективный для строительства водозабора с неутвержденными запасами, принятые на НТС «Казгидрогеология». Слева: индекс геологического возраста водоносного горизонта. Цифры: в числителе - запасы подземных вод (в тыс. м^3/сутки), в знаменателе - достигнутый водоотбор (в тыс. м^3/сутки) и индекс типа воды по ее использованию (П - питьевая)
- 423 — Скважины разведочно-эксплуатационные на нефть и газ, использованные для построения стратиграфо-литологических разрезов. Цифра вверху - номер на карте
- государственная граница Казахстана
- Врезка масштаба 1:25 000 приведена на отдельном графическом приложении 10
- контур месторождения
- Контур Горного отвода полигона №2 подземного захоронения промстоков
- Контур Горного отвода полигона №1 подземного захоронения промстоков
- контур соляных куполов
- контур контрактной территории

Объекты КПО

- КПК — Карачаганакский перерабатывающий комплекс КПК
- УКПГ-2,3 — Установка комплексной подготовки газа 2,3, (УКПГ 2,3)
- ПХТО — Площадка хранения твердых отходов и отработанных буровых жидкостей
- СС — Сателлитная станция (СС)
- АГК — Административно-гостиничный комплекс (АГК)
- Пруды — Биологические пруды и пруды-накопители АГК
- КУО — Комплекс утилизации отходов
- Населенный пункт
- А——Б — Линия разреза

На гидрогеологическом разрезе масштаба 1:200000

- линия уровня подземных вод со свободной поверхностью
- линия пьезометрического уровня подземных вод
- 26 / 19 / 1,7 — Скважина гидрогеологическая. Цифра сверху - номер по карте. Закраска соответствует химическому составу воды в опробованном интервале глубины. Стрелки соответствуют напору подземных вод. Цифры у стрелки - глубина установившегося уровня воды.
- скважина нагнетательная, с интервалами перфорации
- скважина наблюдательная с интервалами перфорации
- 47 — скважина геологическая. Цифра сверху - номер по карте
- скважина геологическая снесенная на разрез. Цифра сверху - номер по карте

Литологический состав пород

- гравий
- суглинки
- глины
- пески

Рисунок 1.6.1 (в). Условные обозначения к рисункам 1.6.1 (а) и 1.6.1 (б)

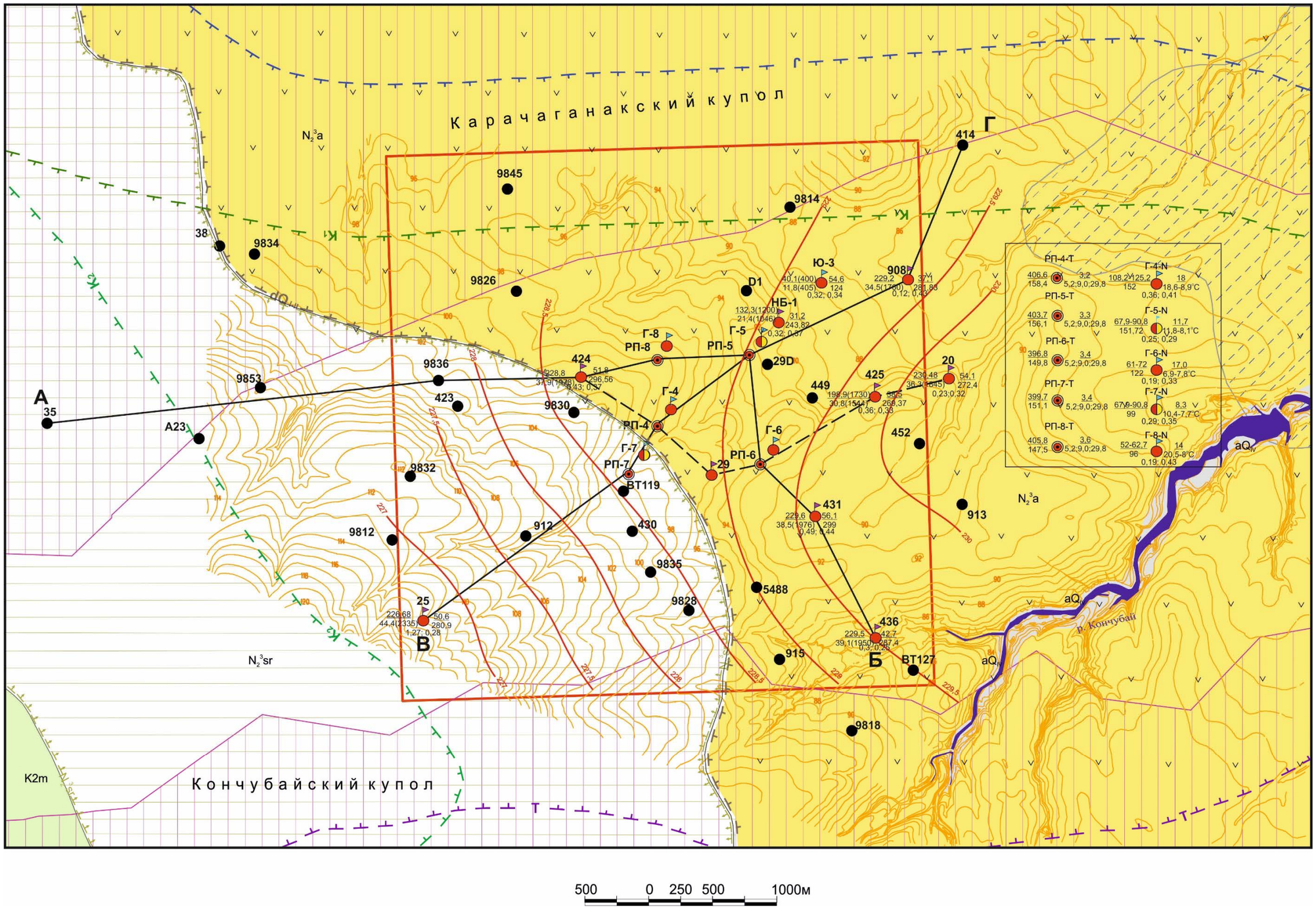
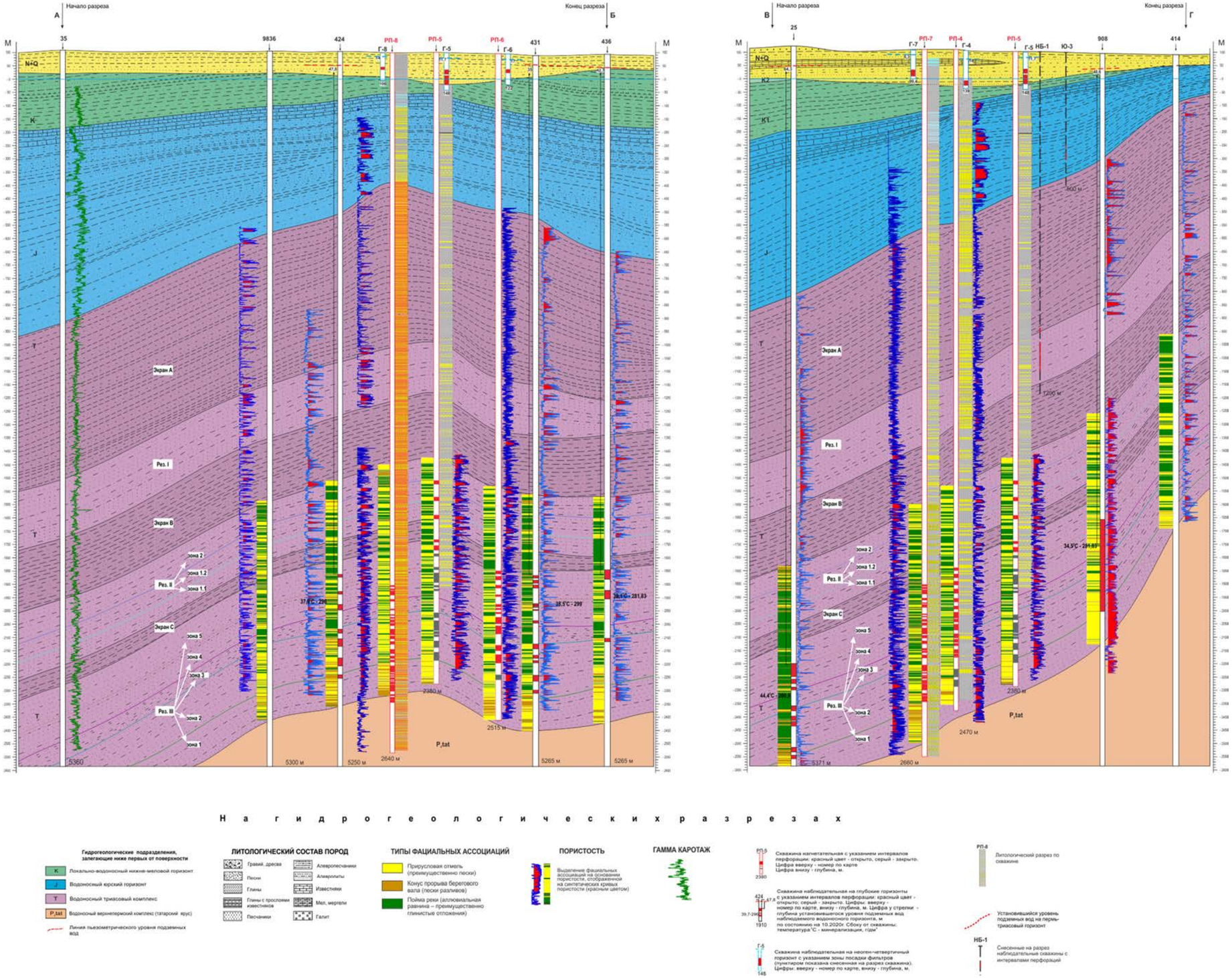


Рисунок 1.6.2 (а). Детальная гидрогеологическая карта участка полигона №1



Н а г и д р о г е о л о г и ч е с к и х р а з р е з а х

Рисунок 1.6.2 (б). Гидрогеологические разрезы по линии А-Б и В-Г к карте на рисунке 1.6.2 (а)

У С Л О В Н Ы Е О Б О З Н А Ч Е Н И Я

Распространение по площади (горизонты, комплексы)

а. Водопроницаемые, водоносные

Первые от поверхности	Залегающие выше первых от поверхности выдержанных по площади водопроницаемых подразделений	Залегающие ниже первых от поверхности	Наименование гидрогеологических подразделений Основные типы водовмещающих пород
aQ_{IV}			Водоносный современный аллювиальный горизонт. Суглинки, пески.
	dQ_{III}		Локально-слабоводоносный нижне-среднечетвертичный делювиальный горизонт. Суглинки.
N_2^3a			Водоносный верхнеплиоценовый акчагыльский горизонт. Пески мелкозернистые, реже среднезернистые, глинистые.
K_2m			Водоносный верхне меловой маастрихский горизонт. Мел, мергели
		K_2^{t-k}	Водоносный верхнемеловой турон-кампанский горизонт. Мел, мергели.
		K_1^{1-2}	Локально-водоносный нижнемеловой горизонт. Песчаники, пески
		J	Водоносный юрский комплекс. Песчаники, пески
		T	Водоносный триасовый комплекс. Песчаники, пески

б. Водонепроницаемые-водоупорные

	N_2^3sr		Водоупорные верхнеплиоценовые сыртовые отложения. Глины

Нагнетательные скважины

РП-6
346,8 / 149,8 — 3,4 / 5,2; 9,0; 29,8

Скважины нагнетательные (поглощающие). Вверху - номер по карте и индекс возраста водоносного подразделения, используемого для сброса промстоков. Слева: в числителе - средняя приемистость скважины, м³/сут по состоянию на 10.2020г., в знаменателе - среднегодовое устьевое давление, бар. Справа: в числителе - индекс приемистости, м³/сут/бар, в знаменателе - среднегодовые концентрации специфических компонентов закачиваемых вод, в мг/дм³: нефтепродукты, взвешенные вещества, метанол, сероводород

Наблюдательные скважины

431
229,6 / 38,5°C(1976) — 56,1 / 299
0,49; 0,44

Режимные скважины на глубокие горизонты. Вверху - номер по карте и индекс возраста наблюдаемого водоносного горизонта. Слева: в числителе приведенное к 2000м пластовое давление, бар по состоянию на 2020г.; в знаменателе - температура,°С (глубина исследования,м) по состоянию на 2020г. Справа - в числителе глубина установившегося уровня исследуемого интервала, м по состоянию на 2020г.; в знаменателе - минерализация подземных вод исследуемого интервала, г/дм³. Внизу: содержание, г/дм³ - нефтепродукты, метанол.

Г-6-N
61-72 / 122 — 17 / 6,9-7,8°C

Режимные скважины на верхние водоносные горизонты участка Полигона -№2. Вверху - номер по карте и индекс геологического возраста пород наблюдаемого водоносного горизонта. Слева: в числителе - интервал перфорации, в знаменателе - глубина скважины, м. Справа: в числителе - глубина установившегося уровня, м по состоянию на 2020г., в знаменателе - минерализация,г/дм³ и температура, °С по состоянию на 2020г.

35

Скважины разведочно-эксплуатационные на нефть и газ, использованные для построения стратиграфо-литологических разрезов. Цифра - номер по карте.

Прочие знаки

р. Кошубай — русло реки

Контуры соляных куполов

А — Б, В — Г — Линии гидрогеологических разрезов к гидрогеологической карте совмещенные с корреляционными схемами

Д — Е — Профиль корреляционной схемы по линии Д-Е (см. граф. приложение 5)

Зона распространения техногенной загазованности в надпродуктивных отложениях

Контур Горного отвода полигона подземного захоронения промстоков №2

Границы гидрогеологических подразделений:
а) достоверные
б) предполагаемые

2215 — Изолинии равных напоров приведенных к 2000м, бар

Минерализация и химический состав подземных вод

а. Минерализация и химический состав подземных вод первых от поверхности гидрогеологических подразделений

Пресные	Солоноватые
до 1 г/л	5-10 г/л

б. Химический тип воды опорных водопунктах

- Хлоридный
- Хлоридно-сульфатный
- Гидрокарбонатно-хлоридный

Рисунок 1.6.2 (в). Условные обозначения к рисункам 1.6.2 (а) и 1.6.2 (б)

1.6.2. Краткое описание водопроницаемых и локально-водоносных горизонтов

Водоносный современный аллювиальный горизонт (aQ_{IV})

Горизонт распространен в пределах пойм рек Урал, Илек, Берёзовка и балки Кончубай. Отложения представлены тонко- и мелкозернистыми песками с прослоями гравия. УГВ-2,6-11 м. Мощность 3,5-10 м, в среднем 5-7.

Дебиты скважин в глинистые песках – 0,1-0,3 л/с при понижениях 0,5-7,0 м, в средне- и крупнозернистых песках – 0,7-10,5 л/с при понижениях 0,3-5,2 м, в гравелистых песках 7,2-18,2 л/с при понижениях 2,3-4,7 м. Коэффициент фильтрации глинистых песков 0,8-2,0 м/сутки, песков – 5-10 м/сутки, песков гравелистых 20,2-32,2 м/сутки. Минерализация 0,5-1,0 г/л, реже – 1,5-2,2 г/л. Химический состав гидрокарбонатный натриевый, гидрокарбонатно-хлоридный и хлоридно-гидрокарбонатный кальциево-натриевый, реже – хлоридный натриевый. Питание подземных вод осуществляется за счет паводковых вод в весенний период. В меньшей степени за счет инфильтрации снеготалых вод на пойме. Разгружаются подземные воды в руслах рек, частично перетекают в нижележащие водоносные горизонты и расходуются на транспирацию.

Практическое значение водоносного горизонта невелико. В отдельных случаях подземные воды горизонта используются населением для хозпитьевого водоснабжения.

Водоносный средне-верхнечетвертичный аллювиальный горизонт (aQ_{II-III})

Распространен в долинах р. Урал, Утва, Илек и Берёзовка. В поймах он подстилает водоносный современный аллювиальный горизонт (aQ_{IV}). Представлен горизонт мелко- и крупнозернистыми песками, а также гравийно-галечниками. Мощность горизонта в среднем равна 9-11 метров. Уровень грунтовых вод устанавливается на глубине 3,0-11,3 метра в зависимости от рельефа. В подошве горизонта залегают плотные глины верхнего плиоцена $N_2^3sr_2$.

Водообильность горизонта высокая. Дебиты скважин достигают 20-35 $дм^3/с$ при понижении уровня воды на 3-9 м. Удельные дебиты – до 5-6 $м^3/с$. Коэффициент фильтрации 0,09-56,87 м/сутки. Подземные воды средне-верхнечетвертичного горизонта тесно связаны с поверхностными водами рек и вышележащим водоносным современным горизонтом.

Воды хлоридные натриевые и натриево-кальциевые, реже магниево- натриевые с минерализацией 0,5-8,1 г/л; сульфатно-хлоридные и хлоридно- сульфатные натриевые и натриево-кальциевые с минерализацией 0,5-3,3 г/л; гидрокарбонатно-хлоридные и хлоридно-гидрокарбонатные натриевые и натриево-кальциевые, реже сульфатно-гидрокарбонатно-хлоридные и сульфатно-хлоридно-гидрокарбонатные с минерализацией от 0,5-1,5 до 4,4 г/л. Питание за счет фильтрации паводковых вод, за счет перетока из вышележащего современного аллювиального водоносного горизонта, за счет инфильтрации атмосферных осадков и подтока из других горизонтов.

Водоносный средне-верхнечетвертичный аллювиальный горизонт является наиболее перспективным для водоснабжения населенных пунктов и промышленных объектов.

Водоносный верхнеплиоценовый акчагыльский горизонт (N_2^3a)

Горизонт приурочен к прослоям мелкозернистых, реже среднезернистых песков в отложениях акчагыльского яруса, залегающих среди одновозрастных глин.

Глубина залегания горизонта от 15-18 м до 60 м и более. Мощность горизонта изменяется от 2 м до 32 м. Воды напорные, напор – 9,0-62,5 м. Дебиты скважин 0,05-8,2 л/с при понижениях 15,5-7,3 м соответственно. Коэффициент фильтрации песков 0,2-17,0 м/сутки.

Коэффициент проницаемости (0,24-20,4) $\times 10^{-12}$ м^2. Коэффициент фильтрации глинистых песков 0,1 м/сутки, песков с примесью гравия – 5-8 м/сутки, гравийно-галечников – 80 м/сутки. Водопроводимость 1 – 638 м^2/сутки.

Химический состав воды хлоридный натриевый с минерализацией 1,3-28,9 г/л, реже – хлоридно-сульфатный и гидрокарбонатно-сульфатный натриево-кальциевый с минерализацией 0,4-2,0 г/л. Питание за счет инфильтрации атмосферных осадков на участках, где горизонт выходит на дневную поверхность (за пределами описываемой территории). На участках с благоприятными условиями возможно также перетекание из вышележащих водоносных горизонтов во время повышения уровня грунтовых вод в периоды высоких паводков. Разгрузка осуществляется перетеканием в смежные водоносные комплексы, а также подземным стоком. Горизонт перспективный для технического водоснабжения некоторых объектов КНГКМ, не требующих пресной воды.

Водоносный верхнемеловой турон-кампанский горизонт (K_2t-km)

Этот водоносный горизонт тесно гидравлически взаимосвязан с водоносным верхнемеловым маастрихтским горизонтом. Водоносной является трещиноватая мергелистая толща. Глубина залегания кровли горизонта колеблется от 2,5 до 79,5 м. Подземные воды в местах выхода отложений на дневную поверхность безнапорные, в местах глубокого залегания – напорные. Мощность горизонта от 13 до 50 м и более метров. Дебиты скважин 0,2-4,0 л/с при понижениях уровня до 21,3 м. Коэффициент фильтрации 0,1-6,7 м/сутки.

Воды чаще всего пресные гидрокарбонатные кальциевые и гидрокарбонатные натриевые с минерализацией до 1 г/л или солоноватые хлоридные натриевые с минерализацией до 4,2 г/л. Питание получает за счет инфильтрации атмосферных осадков в местах выхода на дневную поверхность или за счет перетекания вниз грунтовых вод. Разгрузка подземных вод происходит путем перетекания в другие водоносные горизонты.

Используется для хозяйственно-питьевого водоснабжения г. Аксай (Аксайское МПВ).

Водоносный нижнемеловой горизонт (K_1)

Нижнемеловые отложения представлены альбским, валанжинским, готерив-барремским и аптским ярусами. Отложения альбского яруса выходят на дневную поверхность на пониженных участках Утвинской гряды, где они слагают пригрядовые части солянокупольных структур, по реке Березовке у восточной рамки листа. Представлены отложения в основном водоупорными глинами с прослоями слабосцементированных тонкозернистых водоносных песчаников. Мощность водоносных пород колеблется от 0,5 до 5,0 м. Глубина залегания водовмещающих пород колеблется от нескольких метров до более 70 м.

В местах выхода на поверхность горизонт безнапорный, на остальной территории – напорный, с напором до 50 м. Глубина залегания уровня воды колеблется от нескольких метров до 42 м.

Дебиты скважин 0,1-2,0 л/с при понижениях уровня на 6,2-14,8 м. Минерализация 0,7-5,4 г/дм^3 и более. По химическому составу воды хлоридно-натриевые. Питание осуществляется за счет фильтрации подземных вод аллювиальных водоносных горизонтов, где они залегают непосредственно на нижнемеловом горизонте.

Практическое значение водоносного горизонта альбских отложений незначительное ввиду содержания вод повышенной минерализации.

Апт-валанжинские отложения являются практически безводными и представляют собой глинистую водоупорную толщу, разделяющую локально водоносный нижнемеловой

горизонт и юрский водоносный комплекс. Мощность этих отложений достигает 100 м и более. Воды содержатся только в маломощных прослоях песчаников и песков (0,501,0 м) Воды напорные. Минерализация вод от 1,9 до 15,6 г/дм^3. По химическому составу воды хлоридные натриевые. Дебиты скважин 0,4-1,1 л/сек при понижении 1,5-9,0 м. Практического значения эти воды не имеют.

Водоносный юрский комплекс (J)

Водоносные горизонты верхне- и среднеюрских отложений вскрываются скважинами на глубинах от 17 м до 320 м. Подземные воды приурочены к прослоям песков и песчаников, толщина которых достигает 91,3 м, при средних значениях 9-16 м.

Горизонт напорный, высота напора 13-199,3 м зависит от глубины вскрытия водоносных пород. Пьезометрические уровни устанавливаются несколько ниже уровня грунтовых вод на глубине 2,9-68 м. Дебиты скважин 0,2-6,5 л/с при понижении уровня воды на 49-14,4 м. Коэффициент фильтрации 0,02-5,42 м/сутки. Водопроводимость до 50 м^2/сутки. Воды комплекса в пределах СЗЗ КНГКМ солоноватые и соленые, реже пресные, хлоридные натриевые с минерализацией 0,4-21,2 г/л. Пресные воды гидрокарбонатного натриевого состава. Питание осуществляется в местах выхода на дневную поверхность. По зонам тектонических нарушений происходит перетекание подземных вод из других водоносных горизонтов.

Водоносный комплекс имеет практическое значение для целей технического водоснабжения объектов КНГКМ, не нуждающихся в пресной воде.

Водоносный комплекс триасовых отложений (T)

Этот водоносный комплекс является самым мощным в разрезе надсолевого этажа. Достаточно сказать, что толщина его достигает 2163 м (скв. 29), при средних значениях 1300-1600 м. Залегает на глубинах от 40-50 м на куполах до 400-739 м в пределах мульды. Водовмещающие породы комплекса представлены песками, песчаниками и алевролитами, чередующимися с пластами глин. Общая мощность в центре мульды достигает 1686-1692 м. Мощность отдельных водонасыщенных пластов от 1,5-5,0 м до 94-132 м. В разрезе комплекса выделяются 3 преимущественно глинистых (глины, аргиллиты) и 3 преимущественно песчанистых (песчаники, алевролиты) пачек, которые объединяются в три водоупорных экрана и три резервуара- коллектора. Они используются в качестве емкостей для закачки промышленных стоков КНГКМ.

Воды напорные. Воды соленые и рассолы. С глубиной минерализация воды быстро увеличивается. Вода из интервала 1114-1128 м имеет общую минерализацию в зависимости от глубины опробования 11-292 г/л, плотность 1,168 г/см^3, pH 5,9. Ионный состав воды хлоридный натриевый, гидрохимический тип хлоркальциевый. Содержание микрокомпонентов: брома 198,8-223,8 мг/л, йода 6,0-12,7 мг/л.

Область питания расположена за пределами исследуемой территории в местах выхода отложений на дневную поверхность.

Наиболее полно отложения триаса изучены в пределах полигонов подземного захоронения (Полигон №1 и Полигон №2). Здесь пробурены разведочно-эксплуатационные скважины РП-1, РП-2, РП-3 (Полигон №1); РП-4 – РП-8 (Полигон №2) глубинами более 2000 м.

Эффективная мощность песчанистых коллекторов составляет порядка 600 м, в процентном соотношении – свыше 38%. Пористость песчаников по геофизическим данным оценивается в 21-29%.

Доля песчаных прослоев в разделяющих водоупорах не превышает 15-20%. Пористость отложений изменяется от 0,16 до 0,22. Средняя проницаемость отложений изменяется от 90 до 350 мД.

Более подробно особенности этого комплекса будут описаны ниже в разделе, касающемся результатов работ, различного рода исследований в нагнетательных скважинах обоих полигонов.

Водоносный комплекс верхнепермских отложений (P_2)

Водоносный комплекс верхнепермских отложений связан с татарским ярусом, водоносные горизонты которого, мощностью 180-200 м, опробованы на участке Полигона №1, а также во многих разведочных и эксплуатационных скважинах. В разрезе верхнепермского комплекса выделяется преимущественно песчанистая пачка, которая рассматривается как резервуар-коллектор IV. Состав водовмещающих пород татарского горизонта довольно однообразный - это переслаивание песчаников и алевролитов в толще глин. Подземные воды вскрыты в интервале глубин 1493 м-2452 м. Во всех случаях вскрыты высоконапорные воды, уровни которых устанавливались выше кровли опробуемого горизонта на 1413-2174 м.

Емкостно-фильтрационные характеристики коллекторов татарского яруса довольно высокие. По данным ГИС пористость их составляет свыше 21%, а приемистость интервалов по результатам нагнетании изменяется в пределах от 266 до 1080 м3/сутки при устьевых давлениях 5,5-16,4 МПа.

Минерализация вод горизонта высокая и составляет 256-281 г/дм^3 при хлоркальциевом типе. Для данной минерализации воды характеризуются невысокими концентрациями брома (238 мг/дм^3), йода (12,7 мг/дм^3) и бора (10,9 мг/дм^3).

На рис. 1.6.3 показана минерализация подземных вод района полигонов в зависимости от глубины их (подземных вод) залегания.

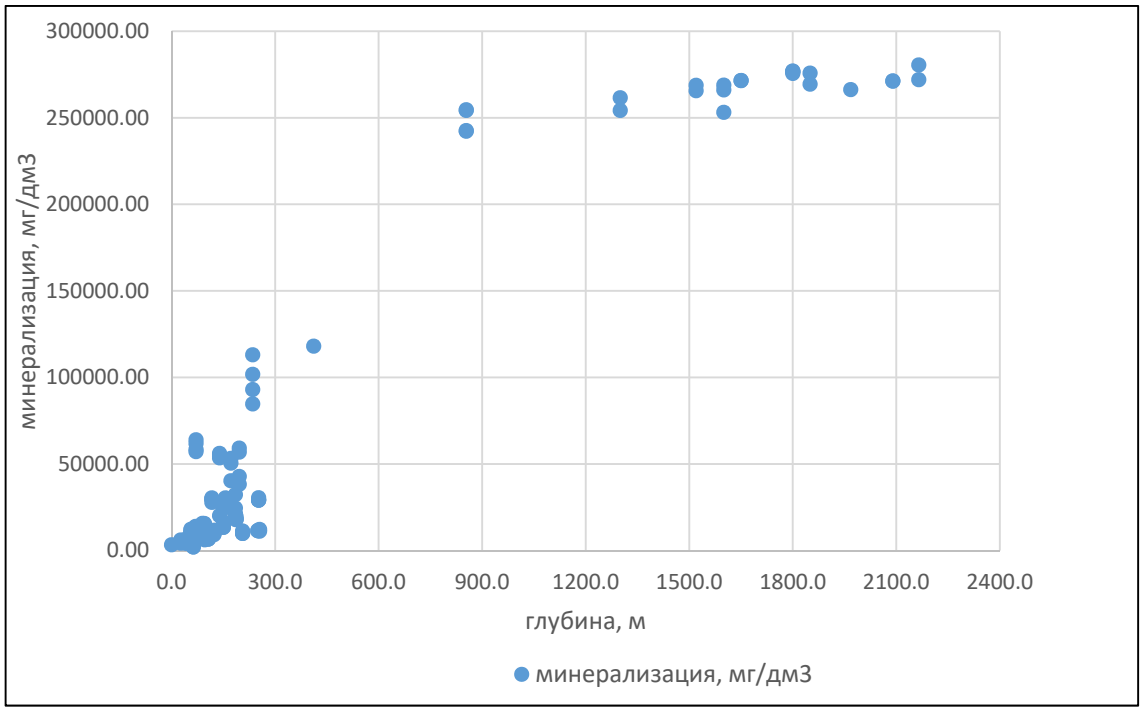


Рисунок 1.6.3. Изменение минерализации подземных вод с глубиной

Начало зоны, характеризующейся значительным снижением темпа роста минерализации относится к верхней границе зоны затрудненного водообмена. Глубина залегания кровли

триасовых отложений района полигонов закачки КНГКМ относятся именно к этим глубинам (800-1000 и более м).

Локально-водоносные горизонты

В пределах описываемой территории выделяется ряд локальных водоносных горизонтов:

- Слабопроницаемый локально-слабоводоносный нижне-среднечетвертичный делювиальный горизонт (dQ_{I-II});
- Локально водоносный нижне-среднечетвертичный делювиальный горизонт (dQ_{I-II});
- Локально водоносный верхнеплиоценовый континентальный горизонт (N_2^3);
- Локально водоносный нижнемеловой горизонт (K_1).

Кроме того, картируется водоупорный верхнеплиоценовый верхний сыртовый горизонт – $N_2^3sr_2$.

Триасовый и верхнепермский водоносные комплексы, содержащие в своем разрезе резервуары и перекрывающие и разделяющие их водоупоры, характеризуются застойным геофильтрационным режимом. На триасовый водоносный комплекс влияние сезонной цикличности инфильтрационного питания сказывается только над сводами соляных куполов, где подземные воды залегают на небольшой глубине. Для всего нижнего гидрогеологического подэтажа надпродуктивной толщи КНГКМ характерно увеличение напоров с глубиной и отсутствие самоизлива из скважин, вскрывающих все гидрогеологические подразделения подэтажа. Гидрогеохимический режим подземных вод, формирующийся в условиях слабого водообмена, характеризуется увеличением минерализации с глубиной. В том же направлении происходит смена гидрохимического типа поземных вод от гидрокарбонатного кальциевого II типа через сульфатный натриевый II типа до хлоридного кальциевого III типа.

1.6.3. Использование глубоких водоносных горизонтов района Карачаганакского месторождения

Выше было сказано, что на территории Карачаганакского месторождения расположено два полигона закачки промышленных сточных вод. Сточные воды закачиваются в пермь-триасовые отложения на протяжении довольно продолжительного времени. Закачка промстоков оказывает влияние на напоры подземных вод этих горизонтов, уровни их залегания, химический состав. Вопрос оценки степени воздействия эксплуатации полигонов на подземные воды и окружающую среду в целом пойдет в разделе 7.

Здесь можно отметить, что воздействие закачки сточных вод в нагнетательные скважины полигонов на подземные воды имеет место, что выражается в незначительном подъеме пластовых давлений в интервалах нагнетания, разбавлении подземных вод сточными водами. Фронт сточных вод распространился на участке Полигона №1 более чем на 200 м, на участке Полигона №2 - на более чем 500-600 м от области нагнетания.

Севернее Полигона №1 располагается еще один источник воздействия на подземные воды глубоких горизонтов – это зона техногенной загазованности. Источником поступления техногенного газа в подземные воды в пределах этой зоны является подсолевая газоконденсатная залежь, вскрытая скважиной 427. В результате аварии в этой скважине в подземных водах триасовых, юрских и неоген- четвертичных отложений образовались техногенные залежи в виде скоплений (очагов) растворенного в воде газа и жидких углеводородов (конденсатов) CH_4, C_2H_6, C_3H_3, i-C_4H_{10}, n-C_4H_{10}, i-C_5H_{12}, n-C_5H_{12}, C_6+в, N_2 и CO_2. Сероводород и меркаптаны в исследованных пробах растворенного газа не обнаруживаются.

Анализ результатов мониторинга подземных вод в зоне техногенной загазованности позволяют сделать следующие выводы о состоянии подземных вод:

- по состоянию на настоящий момент в водоносных системах в зоне техногенной загазованности изменений гидрогеодинамического состояния, которые можно было бы увязать с процессами переноса газа от источника его к зоне разгрузки, не отмечено;
- в целом по результатам проведенных исследований состояния подземных вод в зоне техногенной загазованности в большинстве разгрузочных и наблюдательных скважин отмечается заметное уменьшение минерализации подземных вод (а по ряду скважин, наоборот, возрастание минерализации) с синхронным изменением других гидрогеохимических показателей подземных вод, в том числе, с отчетливой тенденцией уменьшения их загазованности.

Отметим, что по данным режимных наблюдений [61] зона техногенной загазованности не влияет на подземные воды глубоких горизонтов районов обоих полигонов поскольку удалена от этих объектов.

За пределами месторождения Карачаганак в долине р. Илек расположены несколько участков с утвержденными и неутвержденными эксплуатационными запасами, подземные воды которых эксплуатируются с целью водообеспечения населенных пунктов (рис. 1.6.1). Эксплуатация глубоких водоносных горизонтов посредством закачки промсточных вод в них не влияет на эти участки хозпитьевого водоснабжения в силу их удаленности от полигонов закачки и наличия мощных водоупорных отложений, не позволяющих внедрению загрязненных подземных вод в вышезалегающие водоносные горизонты.

Вопрос влияния закачки промсточных вод в глубокие горизонты подробно будет рассматриваться ниже в разделе 4.

1.6.4. Критерии возможности захоронения промстоков в глубокие водоносные горизонты. Оценка степени изоляции перспективных для закачки горизонтов для территории Карачаганакского НГКМ

Подземное захоронение промстоков в подземные горизонты возможно при наличии водоносного горизонта с достаточно высокой поглощающей способностью и надежными условиями изоляции – отсутствием взаимосвязи с другими водоносными горизонтами, предотвращающими загрязнение эксплуатируемых водоносных горизонтов и выход стоков на дневную поверхность. Водоносный горизонт не должен содержать прежде всего пресных вод хозяйственно-питьевого назначения, а также бальнеологических и промышленных вод. Захоронение возможно лишь в водоносные горизонты с минерализованной водой, непригодной для практического использования [30-33].

Надежная изоляция водоносного горизонта необходима не только на участке полигона захоронения, но и в пределах территории, на которой будет происходить изменение естественного гидродинамического режима, вызванного закачкой промстоков. Большая надежность изоляции обеспечивается в том случае, если между водоносным горизонтом-коллектором и эксплуатирующимся для каких-либо целей водоносным горизонтом имеется «буферный» горизонт. Как вытекает из основных экологических требований, которым должен отвечать водоносный горизонт, пригодность участка для захоронения в первую очередь зависит от закрытости гидрогеологической структуры и темпа водообмена подземных вод. Характер движения подземных вод, свойства водовмещающих пород и насыщающих их флюидов принципиально различны в зависимости от глубины залегания водоносного горизонта. Скорость и направление движения подземных вод, приуроченных к верхним частям артезианских бассейнов, находится в тесной зависимости от величины гидравлических уклонов, определяемых положением областей питания и разгрузки.

Значительные гидравлические градиенты и сравнительно хорошие фильтрационные свойства пород обуславливают преимущественно латеральное движение подземных вод.

Отличительной особенностью водоносных горизонтов, залегающих на значительных глубинах, являются низкие гидравлические градиенты, значительная протяженность путей фильтрации, фациальная изменчивость водоносных пород. Совокупность этих факторов ограничивает латеральное движение подземных вод и существенное значение приобретает вертикальное перемещение. В погруженных частях артезианских бассейнов происходит преимущественно вертикальное движение подземных вод под влиянием уплотнения осадков и уменьшения пористости пород. Латеральное движение направлено от наиболее погруженной части артезианских бассейнов к приподнятым. Для решения практической задачи – захоронения промстоков, предъявляющего жесткие требования к изоляции водоносных горизонтов, как основному критерию безопасности процесса, главное внимание должно уделяться вертикальному движению подземных вод. Важная роль в этом процессе принадлежит тектоническим нарушениям, а также неотектоническим движениям, которые ощутимы в платформенных условиях.

И так емкостные и фильтрационные свойства водоносного горизонта не являются определяющими факторами, основное внимание уделяется закрытости гидрогеологической структуры. Степень закрытости интервалов закачки определяется принадлежностью к гидродинамической зоне (зона интенсивного водообмена, зона замедленного водообмена и зона весьма затрудненного/застойного режима). Зона замедленного водообмена обычно прослеживается до 300-500 м. В этой зоне в основном содержатся солоноватые и соленые воды. Воды, заключенные в зоне застойного режима преимущественно рассольные, реже соленые, содержат в большинстве случаев йод, бром и другие специфические компоненты. Эта зона наиболее благоприятна для захоронения промстоков.

Структурно-тектоническое строение Карачаганакской мульды говорит о наличии, т.н. геологического кармана, в котором сточные воды будут локализованы, потому что соляные купола являются непроницаемым барьером для распространения сточных вод по латерали. Наравне с геолого-тектоническим строением, наличие резервного и буферного водоносных горизонтов и мощных экранов между ними, особенно наличие мощного экрана «А», мощность которого определяется несколькими сотнями метров, является идеальным классическим условием пригодности и перспективности горизонтов подземных вод для закачки в них сточных вод. Это все в свое время явилось основанием для принятия однозначного решения о возможности закачки сточных вод в этом районе. Уже в последствие при эксплуатации полигонов в течение длительного времени и ведении режимных наблюдений за состоянием подземных вод в районе этих полигонов отмечено наличие гидродинамической и гидрохимической изоляции подземных вод резервного (Резервуара II) и буферного (Резервуара I) горизонтов обоих полигонов.

Изучение разрывной тектоники района расположения участка Полигона №2 по результатам сейсмики 3Д позволяет сделать вывод об отсутствии разломов, секущих выше залегающие отложения, и тем более водонепроницаемые экраны, что в свою очередь может свидетельствовать об отсутствии гидродинамической связи эксплуатируемых горизонтов с выше залегающими, то есть нагнетаемые стоки будут локализованы исключительно в интервалах закачки. Все эти выводы еще раз подтверждают правильность ранее сделанного выбора эксплуатируемых горизонтов, позволяет говорить об их надежной гидроизоляции не только в настоящее время, но и на перспективу.

1.6.5. Состояние вопроса захоронения промсточных вод в недра в РК. Мировой опыт закачки промстоков в недра

На схеме гидрогеологического районирования на территории Казахстана, принятой в 2005 году (Т.К.Айтуаров, Д.А.Касымбеков, Д.К.Калитов) выделены следующие крупные регионы (рис. 1.6.4):

- Туранская плита (I);
- Западно-Сибирская платформа (II);
- Восточно-Европейская платформа (III);
- Джунгаро-Тяньшанский регион (IV);
- Саяно-Алтайский регион (V);
- Центральный Казахстан (VI);
- Таймыро-Уральский регион (VII).

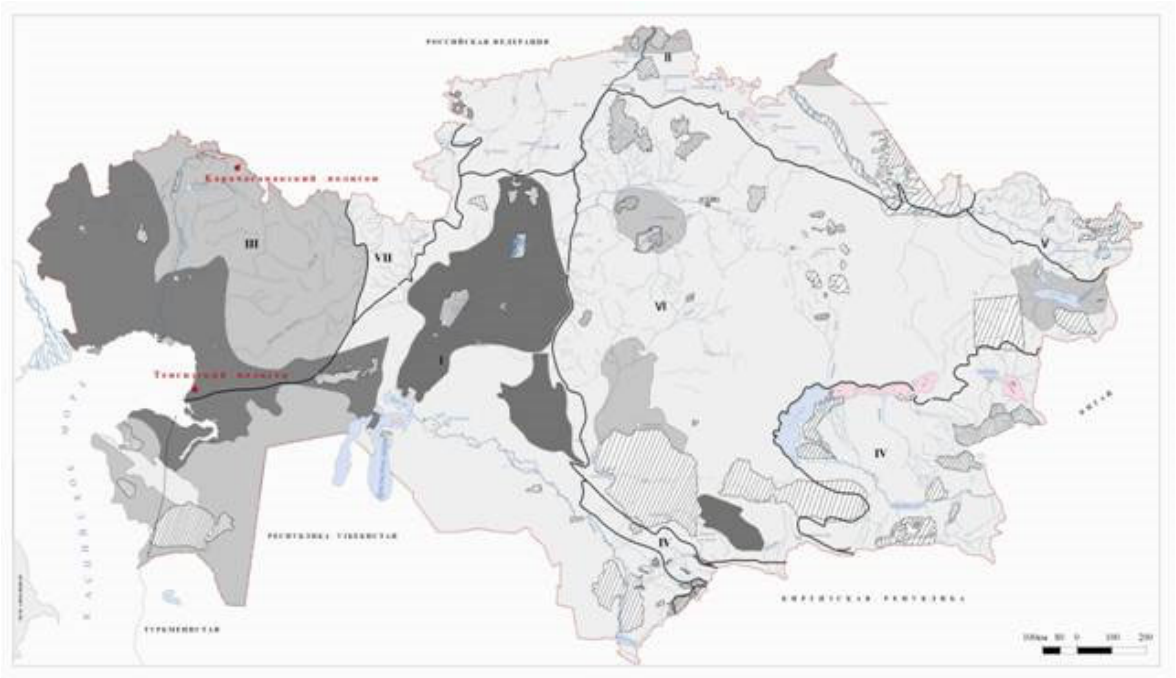
В пределах регионов выделены гидрогеологические районы I, II, III порядков, артезианские бассейны пластовых вод или гидрогеологические массивы трещинных вод.

Для оценки степени пригодности территории Казахстана для создания полигонов захоронения промышленных стоков составлена «Карта районирования территории Казахстана по степени пригодности использования ее для захоронения промышленных стоков в недра масштаба 1:2500000», которая является региональной основой для определения возможности захоронения промстоков в том или иной регионе Казахстана. (рисунок 1.6.4).

Таким образом, участок, выбранный под закачку промсточных вод на Карачаганакском месторождении, территориально относится к области относительно пригодной для целей захоронения – необходимо дополнительное изучение возможностей захоронения, что собственно и было произведено при проведении целого комплекса разведочных работ на территории КНГКМ, начиная с конца прошлого столетия и по настоящее время.

В пределах Западного Казахстана – основного региона республиканской нефтедобычи, захоронения промсточных вод производится на Тенгизском, Карачаганакском месторождениях, а также на месторождениях Чинаревское и Боранколь. Опыт в области захоронения промсточных вод более скромен, нежели опыт России или мировой опыт.

Еще в 50 – 60 гг. прошлого века наряду с бурным развитием промышленности появился новый и в тоже время внешне перспективный вид утилизации – захоронение в недра. Этот метод интенсивно применялся в США, а также практиковался и в СССР, в частности в нефтегазодобывающей промышленности. В настоящее время в России эксплуатируются порядка 25 специальных централизованных полигонов по подземной закачке (захоронению) на предприятиях атомной, химической, металлургической промышленности (О.Р. Кадыров «Принципы наилучших доступных технологий применительно к глубинной закачке избыточных рассолов». Журнал Химическая техника №3 2017 г.). Например, в России на протяжении многих лет находятся в эксплуатации полигоны по закачке промстоков, построенные по разработкам ФГУП "ГНЦ "НИОПИК". Это Тамбовское ОАО "ПИГМЕНТ" (более 40 лет), Новомосковское ОАО "КОС" (20 лет), Заволжский химический завод (ЗХЗ - преемник "Стройхимматериалы") (более 10-ти лет), Волжское ОАО "Волжский Оргсинтез" (более 15 лет).



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

I. ХАРАКТЕРИСТИКА ТЕРРИТОРИИ ПО СТЕПЕНИ ПРИГОДНОСТИ ЕЕ ДЛЯ ЗАХОРОНЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ СТОКОВ В НЕДРА

- Пригодные для проведения поисково-разведочных работ для целей организации полигонов захоронения промышленных стоков
- Требующие дополнительного изучения пригодности для захоронения промышленных стоков
- Не пригодные для захоронения промышленных стоков
- Законодательно запрещенные для захоронения промышленных стоков (заказники, заповедники, охраняемые территории и др.)

II. ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ РЕГИОНЫ I-ПОРЯДКА

I- Туранская плита
II- Западно - Сибирская плита
III- Восточно - Европейская платформа
I V - Джунгаро - Тяньшанский
V - Саяно - Алтайский
VI - Центрально - Казахстанский
VII - Таймыро - Уральский

III. ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

- действующий полигон захронения промышленных стоков
- границы регионов
- I—I линия разреза

Рисунок 1.6.4. Карта районирования территории Казахстана по степени пригодности использования ее для захоронения промышленных стоков в недра

Еще в 70-е годы двадцатого века были начаты работы по строительству комплекса по закачке токсичных, промышленных сточных вод ЗХЗ. Комплекс по закачке располагается в левобережной части р. Волги в г. Заволжске Ивановской области. В состав комплекса входит 7 нагнетательных скважин. Суточный объем нагнетания составлял 300-400 м^3/сут.

Опыт использования действующего полигона для закачки жидких отходов других предприятий имеется в небольшом масштабе и в «Оргсинтезе» (г. Новомосковск, Тульской области). Региональные центры по утилизации жидких отходов созданы на базе ОАО "Волжский Оргсинтез" для предприятий г. Волжского, а также на базе Новомосковского ОАО "КОС" для предприятий Тульской области и ЦФО, на полигоне Заволжского комплекса «Стройхимматериалов» для предприятий ЦФО и ПФО.

Например, в Удмуртской Республике в 2015 г. было закачано в глубокие горизонты (серпуховско-башкирский водоносный горизонт (C2b-C1s); серпуховско-башкирский водоносный горизонт (C2b-C1s); турнейский водоносный горизонт (C1t); фаменский водоносный горизонт (D3fm)) - 28,884 тыс. м^3 промстоков. Общий объем закачанной воды в республике составил 339,0 млн. м^3. Количество нагнетательных скважин -130-170, всего объектов закачки – 28. Основными объектами закачки являются объекты ОАО «Удмуртнефть».

Закачка промсточных вод также осуществляется на нефтепромыслах Западной Сибири: это Ямало-Ненецкий нефтегазовый регион, Заполярное нефтегазоконденсадное месторождение, Новопортовское месторождение и т.д.

Если говорить о мировом опыте, то можно отметить, что только в США имеется более 400 скважин для захоронения промстоков. Для того, чтобы получить разрешение (лицензию) на использование недр для захоронения промстоков, необходимо представить обоснование — доказательство, что захораниваемые промстоки будут находиться в пределах устанавливаемых границ в течение 10 тыс. лет и не повлияют на пресные воды, пригодные для использования в качестве питьевых. Для подготовки обоснования проводятся исследования геологического строения и гидрогеологических условий участка, прогнозные расчёты и моделирование. В США имеется федеральная программа контроля глубинной инжекции промстоков.

Еще в отчете по детальной разведке участка Полигона №2 был проанализирован мировой опыт закачки промсточных вод. Отмечалось, что практически все страны Европы, а также Япония используют этот прогрессивный метод.

Настоящий подраздел не преследует цель в полном объеме предоставить информацию по мировому опыту закачки промышленных сточных вод в недра. Но уже из вышеприведенной информации становится ясным масштаб использования технологии закачки в глубокие горизонты для утилизации промсточных вод различных отраслей промышленности – технология широко используется в мире.

1.7. ПОЧВЫ

Общее направление почвообразовательных процессов в пределах обследованной территории определяется ее приуроченностью к подзоне сухих степей широтной степной зоны, климатические условия которой характеризуются сухостью и резкой континентальностью.

Среднегодовая температура воздуха положительная (3,9-4,4^{o}C) при значительных колебаниях температур (абсолютная амплитуда достигает 85^{o}C). Характерной особенностью теплового режима территории является резкое нарастание температур при переходе от зимы к весне и от весны к лету. С учетом значительного промерзания почв зимой (100-150 см) такое быстрое нарастание температур в период снеготаяния

сопровождается перераспределением и стоком талых вод в отрицательные элементы рельефа, вызывающим развитие процессов водной эрозии. Среднегодовое количество атмосферных осадков составляет 250-300 мм в год, с максимумом (62-75%) в летние месяцы (18), что приводит к большой потере влаги за счет испарения (гидротермический коэффициент составляет 0,4-0,6). Эти климатические особенности обуславливают неоднородность структуры почвенного покрова с широким развитием почвенных комбинаций, связанных с различным мезо- и микрорельефным залеганием почв. Разветвленная и глубоковрезанная балочная сеть обеспечивает дренированность и создает условия для формирования бескомплексного почвенного покрова с преобладанием сочетаний автоморфных зональных почв с полугидроморфными и гидроморфными.

Существенным и весьма неблагоприятным климатическим фактором района исследований являются сильные ветры преимущественно южных и отчасти восточных направлений, среднегодовая скорость которых составляет 3,6-5,9 м/сек. Вероятность дефляционно-опасных скоростей ветра свыше 6 м/сек – 30-40% и свыше 10 м/сек – 10-15%.

В системе почвенно-географической зональности подзона сухих степей является областью распространения темно-каштановых почв, которые в пределах характеризуемой территории занимают наибольшие площади. Формирование темно-каштановых нормальных почв связано с возвышенными увалисто-волнистым равнинами Предуральского плато, где почвообразующими породами служат средне - и тяжелосуглинистые четвертичные делювиально-элювиальные отложения, достаточно мощным покровом перекрывающие меловые породы. В условиях более расчлененного рельефа меловые отложения залегают близко к поверхности, и здесь преобладают темно-каштановые карбонатные почвы. На склонах увалов, бортах речных долин, оврагов и балок формируются темно-каштановые эродированные почвы. По эрозионно-расчлененным денудационным равнинам, приуроченным к юго-западному уступу плато, меловые породы зачастую выходят на поверхность, и здесь преимущественное распространение имеют темно-каштановые карбонатные эродированные и малоразвитые почвы.

По долинам рек, днищам оврагов и балок условия дополнительного поверхностного и грунтового увлажнения способствуют широкому распространению почв полугидроморфного и гидроморфного режимов формирования. Основным элементом структуры почвенного покрова здесь являются лугово-каштановые, отчасти луговые почвы.

Существенным фактором, влияющим на формирование почв территории месторождения, является антропогенное воздействие, связанное как с бывшим сельскохозяйственным использованием, так и последующими техногенными нарушениями, обусловленным разработкой и эксплуатацией месторождения. Факторы антропогенного воздействия на почвенный покров и их последствия рассматриваются в отдельном разделе.

1.7.1. Краткая характеристика почв

Темно-каштановые нормальные почвы имеют на территории месторождения наибольшее распространение (рис. 1.7.1). Темно-каштановые нормальные почвы формируются на сравнительно однородных глинистых и суглинистых, средних по карбонатности породах, характеризующихся отсутствием засоления и в этом отношении являются носителями "эталонных" типовых и подтиповых диагностических показателей. Растительный покров в целинном состоянии представлен типчаково-ковыльными сообществами с участием разнотравья и кустарников. Залегание грунтовых вод глубокое (более 10 м).

Целинные темно-каштановые нормальные почвы имеют среднемощный гумусовый горизонт (45-60 см) с темно окрашенным, хорошо оструктуренным аккумулятивным гумусовым горизонтом (А=14-18 см), переходящим в более уплотненный буровато-каштановый переходный гумусовый горизонт (В), нижняя часть которого неоднородна и

состоит из чередующихся гумусовых затеков и заклинков породы. Ниже гумусового залегает карбонатный горизонт с глазковыми выделениями, иногда с единичными гумусовыми затеками, преходящий в подстилающую породу.

Содержание гумуса темно-каштановых нормальных почв варьирует в пределах 3-4% в верхних горизонтах, валового азота - не превышает 0,20%. Скопление карбонатов отмечается по нижней границе гумусового горизонта, где их количество достигает 6-7%. Емкость поглощения составляет 19-25 мг-экв. на 100 г почвы. Из поглощенных оснований преобладает кальций (до 85% от суммы), в меньшей степени содержится магния (от 10% в поверхностных горизонтах до 25-30% на глубине в 70-80 см) и совсем немного поглощенного натрия (не более 2% от суммы). Реакция верхних горизонтов слабощелочная, глубже – щелочная, максимальная в горизонтах с наибольшим содержанием карбонатов. Почвы не засолены. Количество воднорастворимых солей в профиле, как правило, не превышает 0,1%. Из воднорастворимых солей преобладают сульфаты кальция, особенно в нижней части профиля.

Темно-каштановые карбонатные почвы имеют распространение на более расчлененных слабонаклонных приподнятых равнинах и уступах Предуральского мелового плато. Растительный покров в целинном состоянии представлен типчаково-ковыльными сообществами с примесью ксерофитного разнотравья. Грунтовые воды залегают глубоко (глубже 10 м). В отличие от темно-каштановых нормальных почв характеризуемые почвы вскипают с поверхности и имеют более мощный гумусовый горизонт (50-70 см) коричневато-темно-серого цвета в верхней части (гор. А) и темно-коричневого в нижней (гор. В), который глубже переходит в плотный карбонатный горизонт. Заметные выделения карбонатов обнаруживаются с 35-45 см в виде белых пятен, реже – белоглазки. Характерной особенностью морфологического строения почв является уплотненность и трещинноватость.

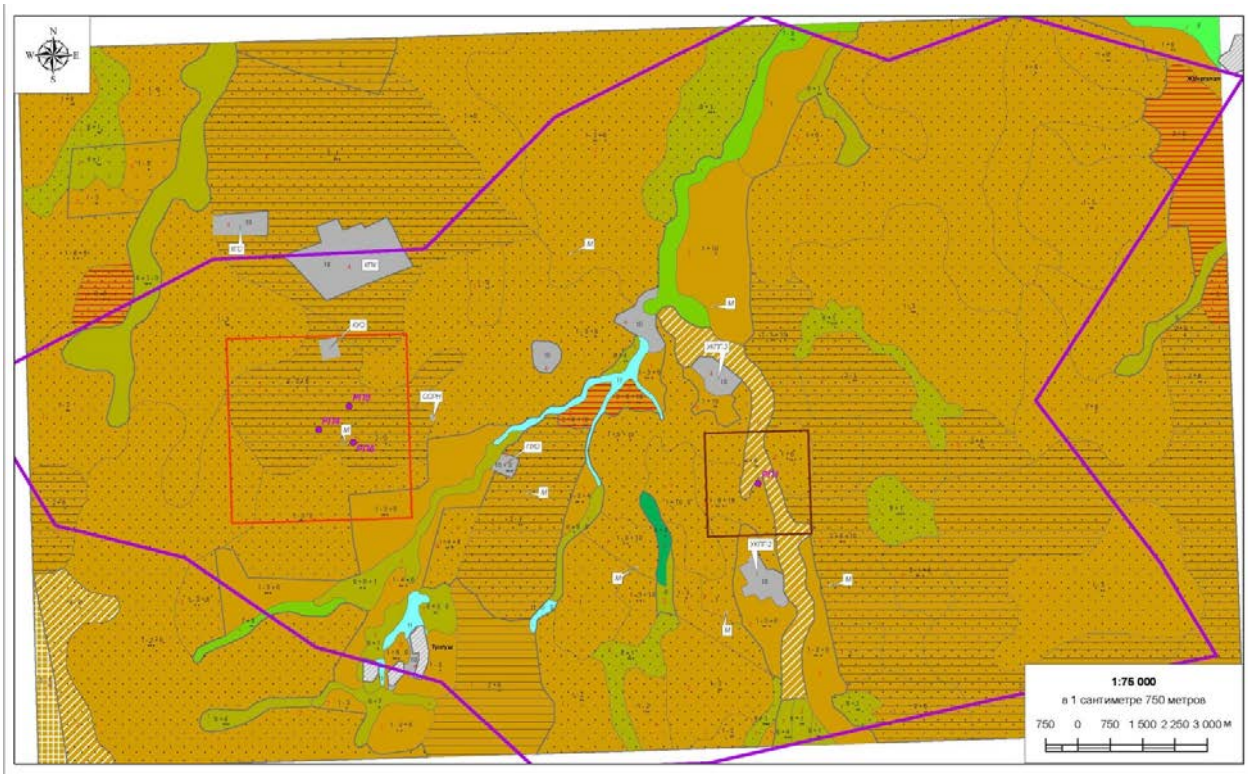


Рисунок 1.7.1. Почвенная карта района расположения Карачаганакского НГКМ

Темно-каштановые карбонатные почвы по сравнению с нормальными обладают более высокой гумусностью и содержат больше азота (3,6-4,3 % и 0,23-0,26 % соответственно).

Сумма поглощенных оснований в верхних горизонтах составляет 27-35 мг-экв. на 100 г почвы и постепенно уменьшается с глубиной. Среди обменных катионов ведущее место занимает Ca (до 85% от суммы), отчасти Mg (12-16% от суммы). Наибольшее количество последнего приурочено к карбонатному горизонту, в котором также обнаруживается значительное содержание обменного натрия (до 2,5 от суммы). Верхние горизонты промыты от солей, а глубже 150 см сумма солей иногда возрастает до 0,5%.

Темно-каштановые солонцеватые почвы занимают в структуре почвенного покрова территории месторождения подчиненное положение, составляя пятнистости с темно-каштановыми нормальными почвами, формируясь по мезо- и микрорельефным понижениям. Растительный покров несколько разрежен, представлен ковыльно-типчаковыми сообществами с заметным участием грудницы и ромашника. Для морфологического строения темно-каштановых солонцеватых почв характерно значительное уплотнение средней и нижней части гумусового горизонта (В), его комковато-призмовидная или комковато-ореховидная структура, при относительно близком залегании воднорастворимых солей. Мощность гумусового горизонта составляет 30-50 см, вскипание от соляной кислоты отмечается, как правило, в нижней половине горизонта В.

По своим химическим свойствам темно-каштановые солонцеватые почвы характеризуются довольно высоким содержанием органического вещества (до 4,5%) и азота (0,30%), распределение которых по горизонтам почвы носит неравномерный характер, и их количество быстро уменьшается с глубиной. Почвы обладают хорошо выраженной физико-химической солонцеватостью (почвенный поглощающий комплекс содержит более 5% поглощенного натрия от суммы обменных оснований). Заметное засоление профиля отмечается с глубины 100-120 см. Данные механического состава рассматриваемых почв ясно обнаруживают их солонцеватую природу. Максимальное содержание илистой фракции, а также фракции физической глины, содержится в уплотненном солонцеватом горизонте.

Темно-каштановые эродированные почвы развиваются под разреженной типчаково-ковыльной с немногочисленным разнотравьем растительностью в условиях сильно расчлененного рельефа по склонам оврагов и балок. Подвергаясь интенсивному смыву, они характеризуются небольшой мощностью гумусового горизонта (А+В), которая колеблется в значительных пределах (10-30 см) в зависимости от крутизны склонов, повышенным вскипанием от соляной кислоты и близким к поверхности залеганием карбонатного горизонта. Гумусовый горизонт по сравнению с таковым у темно-каштановых полноразвитых почв имеет более осветленную окраску, переходит в нижележащие горизонты без характерной языковатости.

В поверхностных горизонтах темно-каштановые эродированные почвы содержат пониженное количество гумуса и валового азота (2,5-3,1% и 0,11-0,15% соответственно), характеризуются невысокой емкостью поглощения до 16-20 мг-экв на 100 г почвы. По механическому составу поверхностные горизонты несколько облегчены, глубже содержание мелкодисперсных фракций соответствует полноразвитым почвам.

Темно-каштановые малоразвитые почвы формируются в условиях сильно расчлененного рельефа на маломощном суглинисто-щебнистом элювии меловых пород и приурочены к уступу Предуральского плато в юго-западной части характеризуемой территории. Растительный покров разреженный, представлен ковыльно-полынными ассоциациями, иногда с участием кустарников.

Темно-каштановые малоразвитые почвы имеют укороченный профиль, отличающийся почти полным отсутствием его дифференциации на генетические горизонты и сильной каменистостью. Мощность почвенной толщи не превышает, как правило, 15-30 см. В верхней его части выделяется, правда очень слабо, более темный горизонт. Иногда весь профиль состоит из горизонта А, непосредственно переходящего в рухляк коренных пород.

Несмотря на небольшую мощность гумусового горизонта (до 10 см), он характеризуется достаточно высоким содержанием гумуса (до 4-5%) и валового азота (0,25-0,35%). Почвы содержат большое количество карбонатов. Даже в поверхностном горизонте они составляют до половины почвенной массы. По механическому составу относятся преимущественно к глинистым разновидностям.

Лугово-каштановые почвы формируются в понижениях рельефа при воздействии дополнительного грунтового (3-5 м) или поверхностного увлажнения под лугово-степной растительностью. Отличительными морфологическими признаками этих почв являются более темная, чем у автоморфных зональных почв, окраска гумусового горизонта, увеличенная его мощность (до 90 см), комковатая структура верхнего горизонта. Вскипание обнаруживается в нижней части гумусового горизонта. В белесовато-буром карбонатном горизонте, залегающем ниже гумусового, отмечаются выделения карбонатов в виде редких пятен.

По сравнению с темно-каштановыми почвами лугово-каштановые содержат заметно больше гумуса и азота (5,5-7,9% и 0,32-0,40% соответственно). Содержание CO_2 в карбонатных горизонтах колеблется в значительных пределах – от 4,6 до 8,9 %. Сумма обменных оснований составляет 20-26 мг-экв. на 100 г почвы; в их составе преобладает кальций (70-80 %) при достаточно высоком содержании магния (до 26-28 %). Обменного натрия содержится не более 2% от суммы. Реакция водной суспензии слабощелочная в верхнем горизонте, с глубиной возрастает до 9-10. Описываемые почвы не засолены. Величина плотного остатка на глубину до 150 см не превышает 0,3 %. Механический состав варьирует от легкосуглинистого до тяжелосуглинистого и определяется прежде всего характером материнских пород.

Луговые почвы формируются в понижениях рельефа под разнотравно-луговой растительностью в условиях гидроморфного режима вследствие близкого (1-3 м от поверхности) залегания грунтовых вод, а также весеннего затопления их талыми снеговыми водами. Луговые почвы имеют довольно мощный (до 80-100 см) темноокрашенный, слабо дифференцированный по цвету гумусовый горизонт зернисто-комковатой структуры, который в нижней части приобретает слабый буроватый оттенок. Вскипание от соляной кислоты и выделения карбонатов отмечаются ниже гумусового горизонта. С небольшой глубины (40-50 см) в профиле отмечаются ржавые и оглеенные пятна. Воднорастворимые соли вымыты на значительную глубину.

Содержание гумуса с поверхности в луговых почвах достигает 15 %, азота – 0,8%. С глубиной эти величины резко уменьшаются. Емкость поглощения довольно высокая – до 30-35 мг-экв. на 100 г почвы. Почвенный поглощающий комплекс насыщен в основном кальцием (75-85% от суммы), отчасти магнием (10-15%) при содержании обменного натрия до 2-4%. Реакция водной суспензии почти нейтральная в гумусовом горизонте и слабощелочная ниже его. Луговые темные обыкновенные почвы не засолены. Плотный остаток до 130-150 см не превышает 0,15%. По механическому составу почвы средне- и тяжелосуглинистые.

Пойменные луговые почвы залегают по пойменным террасам рек под разнотравно-луговой растительностью. Формирование их связано с периодическим затоплением паводковыми водами и с близким от поверхности залеганием грунтовых вод (1,5-2 м). Характерными особенностями морфологического строения почв являются слоистость профиля, непрочная структура, наличие погребенных гумусовых горизонтов и крайне неоднородный механический состав. Вскипание от соляной кислоты обнаруживается с 50-100 см.

Содержание гумуса в верхнем горизонте колеблется в значительных пределах (3-9%) и находится в тесной связи с гранулометрическим составом верхних горизонтов. Почвы с более тяжелым верхним горизонтом более гумусированные. Высоким содержанием гумуса отличаются и погребенные горизонты. Количество азота довольно высокое. В верхнем горизонте его содержится до 0,3%, с глубиной резко падает и возрастает в погребенных

горизонтах до 0,4-0,5%. Распределение карбонатов довольно неоднородное и также зависит от гранулометрического состава. Емкость поглощения в гумусированных горизонтах составляет 22-25 мг-экв. на 100 г почвы. В составе поглощенных оснований преобладает кальций (85-95%), отчасти магний (от 3-4% с поверхности до 15% на глубине 60-70 см). В почвах отсутствует засоление, и лишь на глубине 140-160 см наблюдается повышенное содержание солей (плотный остаток равен 0,2%), главным образом за счет сульфатов кальция и натрия.

Пойменные лесо-луговые почвы формируются на грубых песчаных слоистых отложениях. Почвы характеризуются большой вариабельностью морфологических признаков из-за слоистости пород. Сверху они имеют маломощную подстилку (1-5 см), под которой залегает слоистый темно-серый с бурыми и желтыми прослойками гумусовый горизонт (А+В=40-60 см). Глубже встречаются погребенные гумусовые слои. Вскипание от соляной кислоты – глубже 2 м.

В пойменных лесо-луговых почвах содержится относительно небольшое количество гумуса и азота (2-3% и 0,1-0,2% соответственно), которое довольно резко уменьшается с глубиной. Емкость поглощения невелика (до 22 мг-экв. на 100 г почвы) в верхних горизонтах. В составе поглощенных оснований резко преобладает кальций. Реакция почвы слабощелочная и очень мало изменяется по профилю.

1.7.2. Современного состояния почвенного покрова

Раздел составлен по результатам мониторинга почв в рамках ПЭК [88-91] и специальных почвенных исследований [67]. В соответствии с Программой ПЭК 1 раз в год на границе СЗЗ по 8 румбам проводится отбор почвенных проб и их анализ на содержание водорастворимых солей, подвижных форм тяжелых металлов Al, Ni, Cd, Cu, Pb и Zn, а также Cr (общего), сероводорода и нефтепродуктов [97].

Концентрации в почвах на границе СЗЗ КНГКМ сероводорода и нефтепродуктов в 2018 – 2021 гг. показаны в табл. 1.7.1.

Таблица 1.7.1 Содержание сероводорода и нефтепродуктов в почвах на границе СЗЗ КНГКМ в 2018-2021 гг.

Точка отбора	Глубина отбора, см	Фактическая концентрация, мг/кг							
		2018 г.		2019 г.		2020 г.		2021 г.	
		H_2S	Нефте-продукты	H_2S	Нефте-продукты	H_2S	Нефте-продукты	H_2S	Нефте-продукты
Север	0 - 5	н/о	9,1	н/о	4,5	н/о	8,85	н/о	5,83
	5 - 20	н/о	6,5	н/о	4,78	н/о	7,68	н/о	5,05
Восток	0 - 5	н/о	10,9	н/о	3,78	н/о	5	н/о	5,88
	5 - 20	н/о	6,8	н/о	3,25	н/о	5,05	н/о	5,03
Юг	0 - 5	н/о	6,9	н/о	3,48	н/о	6,4	н/о	0
	5 - 20	н/о	6,9	н/о	3,73	н/о	5,03	н/о	0
Запад	0 - 5	н/о	10,3	н/о	3,83	н/о	4,35	н/о	5,4
	5 - 20	н/о	10,9	н/о	4,88	н/о	5,98	н/о	6,73
Северо-запад	0 - 5	н/о	6,7	н/о	4,13	н/о	8,55	н/о	0
	5 - 20	н/о	7,7	н/о	3,73	н/о	5,45	н/о	0
Северо-восток	0 - 5	н/о	6,2	н/о	3,25	н/о	4,25	н/о	8,05
	5 - 20	н/о	6,4	н/о	3,7	н/о	6,25	н/о	6,53
Юго-запад	0 - 5	н/о	8,9	н/о	3,8	н/о	6,48	н/о	6,18
	5 - 20	н/о	9,4	н/о	3,33	н/о	5,83	н/о	6,53
Юго-восток	0 - 5	н/о	6,5	н/о	3,85	н/о	4,6	н/о	0
	5 - 20	н/о	7,4	н/о	3,6	н/о	4,65	н/о	0
ПДК, мг/кг		**0,4**	**1000***	**0,4**	**1000***	**0,4**	**1000***	**0,4**	**1000***

* - *допустимый уровень содержания нефтепродуктов в почве.*

В 2018 – 2021 гг. в почвах на границе СЗЗ КНГКМ по 8 румбам содержание сероводорода находилось ниже предела обнаружения. Концентрации нефтепродуктов зарегистрированы в пределах 0,003 - 0,010 ДУС (показатель допустимого уровня содержания нефтепродуктов в почве).

Содержание тяжелых металлов в почве КНГКМ, определенное по 8 опорным точкам в 2018-2021 гг., приведено в табл. 1.7.2.

Таблица 1.7.2 Содержание тяжелых металлов в почвах на границе СЗЗ КНГКМ в 2018-2021 гг.

Точка отбора	Глубина отбора, см	Фактическая концентрация, мг/кг						
		Al	Cr	Ni	Cd	Cu	Pb	Zn
2018 г.								
Север	0 - 5	877	6,0	4,2	0,13	3,1	5,5	14,8
	5 - 20	867	5,9	4,1	0,12	3,1	5,2	13,8
Восток	0 - 5	722	2,4	3,1	0,13	1,0	2,7	9,2
	5 - 20	802	2,8	3,2	0,14	1,0	3,2	13,1
Юг	0 - 5	722	5,5	3,8	0,18	2,4	5,3	14,0
	5 - 20	640	4,6	3,2	0,14	2,0	4,3	9,8
Запад	0 - 5	524	1,0	2,9	0,15	0,6	1,6	16,4
	5 - 20	446	0,8	2,7	0,15	0,5	1,3	14,5
Северо - запад	0 - 5	746	6,0	3,8	0,16	2,8	4,0	15,0
	5 - 20	648	5,8	3,5	0,14	2,6	3,3	12,1
Северо-восток	0 - 5	721	5,4	3,9	0,15	2,9	4,4	11,4
	5 - 20	738	5,6	4,0	0,16	3,0	4,4	12,1
Юго-запад	0 - 5	232	0,6	0,9	0,09	0,5	0,5	2,7
	5 - 20	184	0,6	1,2	0,11	0,6	0,6	3,3
Юго-восток	0 - 5	518	2,0	2,6	0,12	0,9	1,4	10,0
	5 - 20	784	2,5	3,0	0,12	1,3	2,4	11,6
2019 г.								
Север	0 - 5	758	5,42	4,17	0,14	2,77	4,72	12,9
	5 - 20	784	5,64	4,24	0,15	2,88	4,69	13
Восток	0 - 5	615	1,92	3,1	0,15	0,65	2,15	4,1
	5 - 20	564	1,61	2,88	0,15	0,51	1,86	3,38
Юг	0 - 5	767	3,79	3,6	0,16	1,56	3,25	7,41
	5 - 20	765	3,59	3,58	0,15	1,44	3,21	7,09
Запад	0 - 5	483	1,04	2,84	0,22	0,53	1,2	4,54
	5 - 20	371	0,72	2,05	0,15	0,51	0,87	3,62
Северо - запад	0 - 5	693	5,47	3,69	0,15	2,17	3,25	10,6
	5 - 20	672	5,42	3,71	0,15	2,19	3,24	10,6
Северо-восток	0 - 5	896	5,74	4,00	0,13	2,98	5,06	13,3
	5 - 20	863	5,54	3,81	0,13	2,96	4,84	12,6
Юго-запад	0 - 5	408	1,6	2,92	0,22	0,56	1,33	6,06
	5 - 20	325	0,65	2,51	0,19	0,52	0,63	3,73
Юго-восток	0 - 5	914	5,45	3,96	0,17	2,84	5,1	13,2
	5 - 20	907	5,42	3,98	0,16	2,89	5,04	13,2
2020 г.								
Север	0 - 5	852	5,76	3,96	0,14	2,79	5,44	17,5
	5 - 20	838	5,63	3,93	0,14	2,92	5,25	17,7
Восток	0 - 5	822	3,91	3,64	0,19	2,12	3,12	10,1
	5 - 20	806	3,91	3,61	0,17	2,19	3,2	10,2
Юг	0 - 5	435	1,77	1,38	0,06	0,98	1,34	3,24
	5 - 20	428	1,71	1,53	0,06	0,93	1,27	3,14

Точка отбора	Глубина отбора, см	Фактическая концентрация, мг/кг						
		Al	Cr	Ni	Cd	Cu	Pb	Zn
Запад	0 - 5	451	0,85	1,76	0,07	<0,5*	0,94	2,94
	5 - 20	334	0,72	1,13	0,06	<0,5*	0,74	2,87
Северо - запад	0 - 5	454	2,85	1,89	0,07	1,34	2,07	5,47
	5 - 20	423	2,76	1,74	0,07	1,37	2,11	5,52
Северо-восток	0 - 5	972	5,93	3,97	0,15	2,97	5,94	18
	5 - 20	954	5,91	3,99	0,15	2,99	5,92	17,6
Юго-запад	0 - 5	305	0,91	1,25	0,07	<0,5*	0,87	3,19
	5 - 20	272	0,55	1,03	0,07	<0,5*	0,87	2,98
Юго-восток	0 - 5	994	5,42	3,89	0,17	2,78	4,69	11,1
	5 - 20	1016	5,8	3,95	0,17	2,83	5,11	12
2021 г.								
Север	0 - 5	1103	5,99	3,93	0,13	2,98	5,32	14,8
	5 - 20	1085	5,93	3,97	0,12	2,92	4,96	14,3
Восток	0 - 5	1174	5,7	3,79	0,15	2,59	5,46	13,6
	5 - 20	1183	5,79	3,82	0,14	2,73	5,33	14
Юг	0 - 5	97,1	0	0,87	0	0	0	0,98
	5 - 20	131	0,71	0,83	0	0	0	1,03
Запад	0 - 5	191	0,73	1,41	0,06	0	0,57	1,81
	5 - 20	310	0,54	1,07	0,05	0	0,71	1,73
Северо - запад	0 - 5	1107	5,55	3,78	0,15	1,68	3,86	15,3
	5 - 20	1247	5,79	3,99	0,15	1,95	4,2	15,9
Северо-восток	0 - 5	1091	5,92	3,94	0,13	3,02	5,34	15,6
	5 - 20	917	5,76	3,75	0,12	2,99	4,8	13,1
Юго-запад	0 - 5	161	0,73	0,54	0,06	0	0	2,15
	5 - 20	240	0,52	0,95	0,05	0	0	1,85
Юго-восток	0 - 5	963	5,6	3,73	0,17	2,51	4,8	15,5
	5 - 20	902	5,26	3,77	0,13	2,44	4,8	15,7
ПДК, мг/кг		**-**	**6,0**	**4,0**	**-**	**3,0**	**32,0**	**23,0**

В 2018-2021 гг. содержание хрома общего в почвах территории месторождения составляет 0,1-1,0 ПДК, никеля – 0,13-1,06 ПДК, меди – 0,2-1,03 ПДК. Содержание свинца и цинка находилось ниже установленных ПДК и составило 0,02-0,17 и 0,12-0,8 ПДК, соответственно. Концентрации алюминия зафиксированы в пределах 97,1–1247 мг/кг, кадмия – 0,0–0,22 мг/кг. Для алюминия и кадмия ПДК не установлены, определены фактические концентрации.

Превышения ПДК по тяжелым металлам (по никелю и меди) незначительны и находятся в пределах погрешности метода выполнения измерений. Уровень содержания тяжелых металлов в почвах соответствует естественному геохимическому фону региона.

Зональным подтипом почв территории КНГКМ являются темно-каштановые почвы, отличающиеся высоким плодородием. Земледельческое освоение территории способствовало распашке крупных массивов этих почв и использованию их под возделывание зерновых культур. Промышленное освоение усилило антропогенные нагрузки на почвы. В результате на территории сформировался природно-антропогенный комплекс, в состав которого входят естественные, земледельчески-освоенные и техногенно-нарушенные почвы.

1.8. РАСТИТЕЛЬНОСТЬ

1.8.1. Краткая характеристика растительности

Преобладающим для территории расположения КНГКМ является степной тип растительности с господством дерновинных злаков *(Stipa, Festuca, Koeleria, Agropyron)* и в меньшей мере дерновинных осок *(Carex)*. Широко представлено степное разнотравье, в состав которого входят корневищные вероника *(Veronica)*, подмаренник *(Galium)*; стержнекорневые гвоздика *(Dianthus)*, василек *(Centaurea)*; полукустарники (полынь Лерха – *Artemisia lercheana*), степные кустарники таволга *(Spiraea)*, карагана *(Caragana*) [37].

Кустарники чаще всего встречаются в степном травостое диффузно, но иногда *Caragana frutex* образует заросли. Эти растения вегетируют в течение всего вегетационного периода, но они имеют период полу покоя, когда их развитие часто замедляется в летние засушливые месяцы. Максимум развития фито массы падает на июнь.

Кроме длительно вегетирующих в составе степных сообществ имеются коротковегетирующие растения – однолетние (эфемеры) и многолетние (эфемероиды и гемиэфемероиды). Эфемеры и эфемероиды заканчивают свою вегетацию во второй половине мая, а гемиэфемероиды – к концу июня. Особенно хорошо бывает развита эфемероидная синузия мятлика луковичного *(Poa bulbosa)*.

Необходимо отметить, что для степного типа растительности, как и для большинства других типов с господством трав, очень характерны годичные флюктуации: в сухие годы лучшие развиваются ксерофильные виды растений, во влажные годы - менее засухоустойчивые. Очень сильно влияние на степной травостой внешних факторов, вызывающих смены растительных сообществ, относящихся к разным ассоциациям. Широко отмечены пастбищные сукцессии, приводящие к образованию сбоев и даже толок, вблизи загонов скота, водопоев, населенных пунктов, где степные растения исчезают, а их место занимают однолетние сорняки, преимущественно длительной вегетации (летне-осенние) или спорыш. При менее интенсивном выпасе из травостоя выпадают тырса, житняк, типчак, увеличивается обилие полыней.

На нарушенных землях, на старых залежах вблизи населенных пунктов распространена бурьянистая растительность.

Коренным типом растительности на Полигоне № 1 до распашки территории являлись типчаково-ковыльные (*Stipa lessingiana, S. capillata, Festuca valesiaca*) сообщества на темно-каштановых нормальных почвах, образующие комплексы с ковыльно-типчаковыми (*Festuca valesiaca, Stipa capillata*, *Glycirrhiza uralensis*) на темно-каштановых солонцеватых почвах. В дальнейшем данная территория была распахана под зерновые культуры и в конце 80-х годов прошлого века выведена из сельхозоборота.

Коренным типом растительности на Полигоне № 2 до распашки территории являлись – ковылковые (*Stipa lessingiana, Festuca valesiaca, Galatella villosa, Tanacetum achilleifolium*), приуроченные к темно-каштановым карбонатным почвам приподнятых поверхностей, образующие комплексы с ковыльно-типчаковыми (*Festuca valesiaca, Stipa capillata*), полынно-ковыльно-типчаковыми (*Festuca valesiaca, Stipa lessingiana, S. capillata, Artemisia lerchiana*) сообществами на темно-каштановых солонцеватых почвах. К понижениям, характеризующимся повышенным увлажнением были приурочены разнотравно-полынно-злаковые (*Festuca valesiaca, Elytrigia repens, Stipa capillata, Bromus inermis, Artemisia austriaca, A. lerchiana, Galium verum, Phlomis pungens, Medicago falcata, Euphorbia uralensis, Glycyrrhiza uralensis*) сообщества на лугово-темнокаштановых почвах.

Территория Карачаганакского месторождения в целом является потенциальным местообитанием целого ряда редких и исчезающих растений, которые внесены в Перечень

объектов охраны окружающей среды, имеющих особое экологическое, научное и культурное значение (постановление Правительства Республики Казахстан от 21 июня 2007 года №521 (*с изменениями и дополнениями от 24.05.2011 г.*) и в Перечень редких и находящихся под угрозой исчезновения видов животных и растений (постановление Правительства Республики Казахстан от 31 октября 2006 года №1034 *(с изменениями и дополнениями от 05.04.2021 г.*):

1. Тонконог жестколистный – *Koeleria sclerophylla P. Smirn.* (сем. Poaceae). Сокращающийся в численности вид. Исчезает при выпасе и другой хозяйственной деятельности. Распространен на склонах и шлейфах меловых сопках, на каменистых сухих почвах.
2. Тюльпан Шренка – *Tulipa shrenkii Regel, Tulipa gesneriana L.* (сем. Liliaceae). Очень редкий вид. Декоративное растение. По богатству окраски цветов представляет большой интерес для декоративного садоводства. Численность имеет тенденцию к сокращению в результате распашки степей и сбора красивых цветов. Распространен в степных сообществах.
3. Ландыш майский – *Convallaria majalis L.* (сем. Liliaceae). Редкий в Казахстане вид, имеющий узко ограниченную южную часть ареала. Лекарственное растение, используется как сильно действующее сердечное средство. Декоративен. Численность имеет тенденцию к сокращению. Основные лимитирующие факторы: сбор цветов, заготовка лекарственного сырья, выпас скота. Вырубка леса приводит к осветлению леса, вследствие чего ландыш не выдерживает конкуренцию с луговыми растениями. Распространен в пойменных лесах и заболоченных осиновых и березовых колках.
4. Шпажник черепитчатый – *Gladiolus mbricatus L.* (сем. Iridaceae). Очень редкий в Казахстане вид. Растение широко используется в народной медицине. Декоративен. Численность имеет тенденцию к сокращению в результате хозяйственной деятельности в местах обитания: выпаса скота, вырубки леса, сбора красивых цветов, распашки лугов. Редко встречается в пойме р. Илек в пойменных лесах, на сырых лугах, в зарослях кустарников.
5. Смолевка меловая – *Silene cretacea Fisch et Sprend.* (сем. Caryophyllaceae). Вид с сокращающейся численностью. Эндемик европейской части бывшего СССР, восточная часть ареала. Декоративен. Встречается спорадически, численность сокращается за счет освоения новых территорий, разработок мела, выпаса скота. Распространен на меловых выходах, преимущественно на южных склонах.
6. Кувшинка белая – *Nymphaea alba L.* (сем. Nymphaeaceae). Сокращающийся в численности вид, имеющий пищевое, промышленное, лекарственное и эстетическое значение. В последние годы численность кувшинок резко сократилось в связи с обмелением и загрязнением рек, уничтожением огромного количества особей из-за красивых цветов, при сборе которых повреждаются корневища. Встречается в медленно текущих водоемах: озерах, старицах, прудах, заводях.
7. Адонис весенний – *Adonis vernalis L.* (сем. Ranunculaceae). Редкий в Казахстане вид. Среди всех видов рода наиболее ценное лекарственное растение, применяется при сердечных болезнях. Декоративное растение. Встречается в сохранившихся участках ковыльных степей, по склонам оврагов, на опушках колковых лесов и кустарниковых зарослей.
8. Клоповник Мейера – *Lepidium meyeri Clauc.* (сем. Brassicaceae). Редкий вид. Эндемик меловых выходов юго-востока европейской части бывшего СССР и Западного Казахстана. Численность невелика и сокращается в результате перевыпаса. Встречается исключительно на мелах.

9. Льнянка меловая – *Linaria cretacia Fish.* (сем. Scrophulariaceae). Редкий вид. Эндемик меловых обнажений. Численность незначительна, сокращается в результате хозяйственной деятельности. Распространена на меловых обнажениях.
10. Шаровница крапчатая – *Globularia punctata Zapeyz.* (сем.Globulariaceae). Редкий реликтовый вид с дизъюнктивным ареалом. Встречается единичными экземплярами. Численность сокращается в результате хозяйственного освоения земель, выпаса, сенокошения. Распространен на известковых и меловых выходах.
11. Пупавка Корнух-Троцкого – *Anthemis trotshiana Claus ex Bunge* (сем. Asteraceae). Эндемик Поволжья и Западного Казахстана. Встречается единично на меловых обнажениях и известняках.
12. Василек Талиева – *Centaurea taliewii Kleop.* (сем. Asteraceae). Редкий, эндемичный вид. Декоративен. Численность сокращается из-за интенсивного освоения территории. Встречается в ковыльных степях, на солончаках и каменистых склонах.
13. Боярышник сомнительный – *Crataegus ambigyua C.A. Mey.* (сем. Rosaceae). Редкий вид в Казахстане находится под угрозой исчезновения. Очень декоративен. Лекарственное дубильное, пищевое и красильное растение. Пригоден для живых изгородей в засушливых районах. Плоды в свежем виде ядовиты. Эндемик СНГ. Встречается на надпойменных террасах рек, в оврагах, среди кустарников. Растет единично, страдает от засухи и эрозии почв.
14. Дуб обыкновенный – *Quercus robur L.* (сем. Fagaceae). Редкий в Казахстане вид. Важнейшая лесообразующая порода, наиболее устойчивая для лесообразования в степной зоне. Имеет очень ценную, прочную, плотную тяжелую древесину. Кора является лекарственным средством. Желуди идут на корм скоту. Площади под дубовыми лесами сокращаются в результате хозяйственной деятельности в местах обитания: вырубка, выпас, который влияет на возобновление. Встречается в оврагах и долинах рек (р. Илек).
15. Ольха черная – *Alnus glutinosa Gaerth.* (сем. Betulaceae). Редкий в Казахстане, быстрорастущий вид, дающий ценную красную древесину. Декоративен. Площади, занимаемые ольхой незначительны. Численность сокращается в результате рубки и деятельности речного бобра. Встречается в поймах рек.
16. Птицемлечник Фишера – *Ornithogalum fischerianum Krasch.* (сем. Liliaceae). Редкий вид, растущий по сухим, иногда солонцеватым степям и лугам.
17. Прострел раскрытый – *Pulsatilla patens (L.) Mill.* (сем. Liliaceae). Встречается в степях, на суходольных лугах. Лекарственное, ядовитое и декоративное растение. Редкий, декоративный вид с сокращающимся ареалом.
18. Тюльпан Биберштейна – *Tulipa biebersteiniana Schult. & Schult. fil.* (сем. Liliaceae). Обитает по степям, луговым степным западинам, на лесных полянах. Редкий вид, высокодекоративное растение, находится под угрозой исчезновения.
19. Адонис (златоцвет) волжский – *Adonis wolgensis Stev.* (сем. Ranunculaceae). Растет в ковыльно-типчаковых и ковыльных степях. Вид, находящийся под угрозой исчезновения.
20. Гвоздика Андржевского *Dianthus andrzejowskianus (Zapal.) Kulcz.* (сем. Caryophillaceae). Растет на склоновых участках. Декоративное.

1.8.2. Современное состояние растительности

Согласно «Отчета по мониторингу растительности на территории КНГКМ» за 2019 г. [67] флора мониторинговых площадок на КНГКМ представлена 171 видом высших растений из 31 семейства и 113 родов, что составляет 47% флоры отмеченной для всей территории СЗЗ КНГКМ. Наиболее распространенными семействами являются: *Asteraceae, Poaceae, Brassicaceae, Fabaceae.* В этих же семействах отмечено наибольшее количество родов. Анализ жизненных форм видов, показал, что преобладающими являются многолетние травы – 100 видов (58,5%). Распределение видов флоры мониторинговых площадок в зависимости от их экологической приуроченности следующее: преобладают лугово-степные - 64 вида (37,4%) и степные – 55 видов (32,2%). Значительное участие принимают пустынно-степные – 29 (17%) и луговые виды – 23 (13,4%).

На территории исследований зарегистрировано 5 видов, занесенных в «Красную книгу» КазССР и в перечень видов, находящихся под угрозой исчезновения: Гвоздика Андржевского (*Dianthus andrzejowski*), Тюльпан Шренка (*Tulipa shrenkii*), Тюльпан Биберштейна (*Tulipa biebersteiniana*), Адонис весенний (*Adonis vernalis*), Птицемлечник Фишера (*Ornithogalum fischeranum*). Из эндемичных видов встречается Астрагал коротколопастный (*Astragalus brachylobus*).

Большая часть территории месторождения Карачаганак занята антропогенными модификациями растительности, в разной степени утратившей свой эколого-ресурсный потенциал и биологическое разнообразие, по сравнению с фоновой. Наиболее нарушенные сообщества распространены в радиусе объектов инфраструктуры месторождения и по окраинам дорог. Антропогенные модификации сообществ диагностируются присутствием в значительном обилии видов полыней (*Artemisia austriaca, A. lerchiana*), а также участием сорных видов, таких как рогачи сумчатый и песчаный (*Ceratocarpus utriculosus, Allisum desertorum, Tanacetum millifolium*).

Результаты мониторинга растительного покрова показывают, что основным отрицательным фактором воздействия на растительность в результате производственной деятельности на КНГКМ является физический фактор воздействия. В целом, состояние растительности на месторождении Карачаганак можно охарактеризовать как удовлетворительное.

В настоящее время территория Полигона №1 - это старая залежь, представленная фрагментами условно-коренной растительности. Основной фон создают бедноразнотравно-типчаково-австрийскополынные (*Artemisia austriaca, Artemisia lerchiana, Festuca valesiaca, Stipa capillata, Kochia prostrata, Salvia stepposa, Linosiris tatarica*) с фрагментами ковыльно-полынных (*Artemisia lerchiana, A. austriaca, Stipa capillata, Stipa lessingiana*) с единичной караганой (*Caragana frutex*) сообществ, а так же более поздние залежи, образованные разнотравно-полынно-злаковыми (*Festuca valesiaca, Stipa capillata, Agropyron fragile Medicago falcata, Artemisia lerchiana, A. austriaca, A. absinthium Achillea millefolium, Euphorbia uralensis, Salvia stepposa, Bromus inermis, Lepidium perfoliatum*) с участием техногенно нарушенных участков, практически лишенных растительности. Проективное покрытие колеблется в пределах 50-65 % в зависимости от степени зарастания.

На территории, прилегающей к Полигону № 1 с восточной стороны, отмечаются широкие эрозионные промоины. Растительный покров на смытых почвах разреженный и образован разнотравно-полынными сообществами. Полыни представлены австрийской (*Artemisia austriaca*), лерхой (*A. lerchiana*), веничной (*A. scoparia*), горькой (*A. absinthium*). В составе травостоя принимают участие так же бассия (*Bassia seroides*), тысячелистник (*Achillea nobilis*), клоповник (*Lepidium perfoliatum*), козелец (*Scorsonera ensifolia*). Основными видами антропогенного воздействия на данной территории до середины 80 годов прошлого

столетия являлись земледельческий, пастбищный и сенокосный. С момента освоения месторождения на данной территории преобладают промышленный и линейно-дорожный. В настоящее время дорожная сеть большей частью обустроена и регламентирована. В целом состояние растительности оценивается как удовлетворительное, подвержено слабой деградации с очагами сильной вокруг скважин и по линиям дорог.

В настоящее время территория Полигона № 2 представлена залежами разного срока зарастания. Основной фон создают длительно-производные злаково-полынные (*Artemisia austriaca, A. abrotanum, A. lerchiana, Stipa capillata, Agropyron fragile, Festuca valesiaca, Astragalus testiculatus, Lynosiris tatarica, Achillea nobilis, Ceratocarpus utriculosus*) с фрагментами разнотравно-типчаково-полынных с ковылем (*Artemisia lerchiana, A. austriaca, Festuca valesiaca, Stipa capillata, S. lessingiana, Achillea millefolium, Lynosiris tatarica, Galium verum, Phlomis tuberosa*) сообществ и пятнами более поздних разнотравно-полынных (*Artemisia abrotanum, A. absinthium, A. austriaca, Silene multiflora, Melilotus officinalis, Medicago falcata, Achillea millefolium, Convolvulus arvensis*) залежей. Основными видами антропогенного воздействия на данной территории до середины 80 годов прошлого столетия являлись земледельческий и пастбищный. В настоящее время на данной территории преобладают линейно-дорожный и промышленно-техногенный. Состояние растительности оценивается как удовлетворительное.

1.9. ЖИВОТНЫЙ МИР

1.9.1. Современное состояние животного мира

На территории КНГКМ и в прилежащих угодьях естественные природные комплексы степных, гидроморфных и аквальных экосистем являются основными местами обитания (биотопами) позвоночных и беспозвоночных животных. Ландшафтно-климатические и почвенно-растительные особенности определяют современный видовой состав фауны, распределение видов по биотопам и их численность.

Согласно Плану мероприятий по сохранению биоразнообразия (ПМСБ) на территории месторождения Карачаганак, КПО Б.В. проводит постоянные наблюдения за состоянием животного мира.

Список ключевых (приоритетных для сохранения на территории КНГКМ) видов животных, зарегистрированных при проведении исследований в разные годы, которые указаны в Плане мероприятий по сохранению биологического разнообразия на территории КНГКМ на 2021-2023 годы, представлен в таблице 1.9.1. При проведении мониторинга фауны на состояние популяций этих видов уделялось особое внимание.

Таблица 1.9.1 Виды наземных позвоночных животных, зарегистрированных на территории КНГКМ, представляющие приоритетное значение для сохранения биоразнообразия (ПМСБ 2021-2023, КАПЭ, 2020)

Вид	Статус		Редкие на местном уровне	Годы регистрации
	Кр.кн.РК*	МСОП**		
Птицы				
Журавль-красавка (*Anthropoides virgo*)	V	LC	+	1990, 1991, 2002, 2003, 2004, 2005, 2008, 2010, 2015, 2016, 2018, 2021
Филин обыкновенный (*Bubo bubo*)	II	LC	-	1991, 2016, 2021
Могильник (*Aquila heliaca*)	III	VU	+	2002, 2003, 2010
Сизоворонка обыкновенная (*Coracias garrulous*)	-	LC	+	2001, 2010, 2021
Пустельга степная (*Falco naumanni*)	-	LC	+	2004, 2015

Вид	Статус		Редкие на местном уровне	Годы регистрации
	Кр.кн.РК*	МСОП**		
Стрепет (*Tetrax tetrax*)	II	NT	+	1990-91, 2002, 2004, 2008, 2010, 2015, 2018, 2021
Лебедь-шипун (*Cygnus olor*)	-	LC	+	2003, 2004, 2008, 2010, 2015, 2016, 2018, 2021
Скопа (*Pandion haliaetus*)	I	LC	-	1990
Лунь степной (*Circus macrourus*)	-	NT	+	2002, 2003, 2004, 2005, 2015, 2018, 2021
Кобчик (*Falco vespertinus*)	-	NT	+	2001, 2002, 2003, 2004, 2005, 2008, 2010, 2015, 2016, 2018, 2021
Орёл степной (*Aquila nipalensis*)	V	EN	-	2002, 2004, 2008, 2010, 2015, 2021
Орлан - белохвост (*Haliaeetus albicilla*)	II	LC	+	2004, 2008, 2015, 2016, 2018, 2021
Млекопитающие				
Бобр (*Castor fiber*)	-	LC	-	2003, 2005, 2008, 2010, 2012, 2015, 2016, 2018, 2021
Пресмыкающиеся				
Гадюка восточная степная *Vipera* (*Pelias*) *renardi*	-	VU	+	2001, 2002, 2003, 2008, 2010, 2016

Примечание:
** - статус вида в Красной книге Казахстана (Кр.кн.РК): I категория – исчезающий вид; II категория – сокращающийся в численности вид, III категория – редкий вид, V категория – восстановленный вид.*
*** - статус вида в Красной книге Международного Союза Охраны Природы (МСОП): EN – угрожаемый вид, VU – уязвимый вид, NT – близкий к угрожаемому виду, LC – вид, относящийся к группе минимального риска.*

В разделе использованы данные Отчета «Мониторинг фауны (наземные позвоночные животные) на территории КНГКМ, выполненного ТОО «Казэкопроект» в 2021 году [68], а также Отчет «Мониторинг энтомофауны на территории КНГКМ», проведенный ТОО «КАПЭ» в 2020 г. [87].

Беспозвоночные. В течение проводимых энтомологических исследований в 2020 г на 20-и мониторинговых площадках КНГКМ было выявлено 349 видов или подвидов насекомых и паукообразных, относящихся к 2 классам, 14 отрядам, 103 семействам и 290 родам. По таксономическому разнообразию абсолютно доминировали жуки (Coleoptera): 153 вида или подвида, 25 семейств, 121 род. По видовому разнообразию также доминировали жуки, составляющие почти половину выявленной фауны насекомых (43,71%). Вторыми идут равнокрылые насекомые (14,0%). Достаточно много клопов (8,0%), прямокрылых (5,71%), чешуекрылых (6,57%), перепончатокрылых (7,43%), двукрылых (8,0%) насекомых. Вместе представители этих 7 отрядов составляют 93,42% всей выявленной фауны. На долю представителей остальных 7 отрядов приходится 6,58% фауны.

Среди антропогенных факторов, значимо влияющим на энтомофауну в настоящий момент являются перевыпас и степные пожары.

Земноводные. Уровень видового разнообразия земноводных в пределах территории КГКМ, и в санитарно-защитной зоне, соответствует фоновой территории за пределами месторождения. За период мониторинговых наблюдений в 2021 году было отмечено 2 вида земноводных. В период весенних исследований наиболее распространённым представителем амфибий являлась озерная лягушка (*Rana ridibunda (Pelophylax ridibundus*)), численность составила в среднем 1,9 особи на 1 км береговой линии. Наибольшая численность личинок лягушек (головастиков) отмечена на р. Берёзовке. В период осенних исследований встречались единичные особи озерной лягушки по береговой линии водоёмов в районе балки (дамбы) Кончубай, и реки Б. Колминково, вдоль берега р. Берёзовка. Численность составила в среднем 0,2 особи на 1 км береговой линии, что в 8 раз ниже весенних показателей, что объясняется сезонными изменениями активности амфибий

(уход в зимнюю спячку). На территории КНГКМ, в том числе на удалении от водоемов, отмечена зеленая жаба (*Bufo viridis (Bufotes viridis*).

Пресмыкающиеся. Всего, на территории КНГКМ и в санитарно-защитной зоне, было отмечено обитание 4 видов рептилий из 3 семейств.

Представитель семейства пресноводные черепахи (Emydidae) - болотная черепаха (*Emys orbicularis*) немногочисленна. Наиболее многочисленны виды, принадлежащие семейству - ящерицы (Lacertidae). Доминирует прыткая ящерица (*Lacerta agilis*), встречающаяся по всей территории исследований, в основном на равнинных степных участках, с развитой травянистой растительностью. Средняя численность составила 1,3 особи на 1 км маршрута в весенний период. Разноцветная ящурка (*Eremias arguta*) встречалась в мае на более засушливых участках южного степного типа, средняя численность составила 0,09 на 1 км маршрута весной. Представители семейства ужи (Colubridae) малочисленны, по одному экземпляру обыкновенного ужа (*Natrix natrix*) было встречено в весенний и осенний периоды.

При проведении исследований в 2021 году представитель семейства гадюки (Viperidae) гадюка восточная степная (*Vipera (Pelias) renardi*) не отмечалась.

Птицы. За период мониторинговых наблюдений в 2021 году было отмечено 106 видов птиц, относящихся к 14 систематическим отрядам и 35 семействам, из них не менее 75 видов гнездящиеся, общей численностью порядка 3622 птиц.

Из ключевых видов птиц (приоритетных для сохранения на территории КНГКМ), весной 2021 года было зарегистрировано 7, из них: 3 вида, занесенных в Красную книгу РК (орлан-белохвост (*Haliaeetus albicilla*), журавль-красавка (*Anthropoides virgo*) и стрепет (*Tetrax tetrax*)), и 2 вида, занесенных в список МСОП как виды, состояние которых близко к угрожаемому (степной лунь (*Circus macrourus*) и кобчик (*Falco vespertinus*)).

Осенью было зарегистрировано 5, из них: 3 вида, занесенных в Красную книгу РК (орлан-белохвост (*Haliaeetus albicilla*), филин (*Bubo bubo*) и степной орел (*Aquila nipalensis*)), и 1 вид, занесенный в список МСОП как вид, состояние которого близко к угрожаемому (степной лунь (*Circus macrourus*)).

К фоновым видам относятся часто встречаемые и многочисленные виды. Это широко распространенные по территории - гнездящиеся птицы.

С высокой встречаемостью (38,1-57,1 %) на учетных маршрутах и площадках наблюдения при проведении исследований в мае-июне были зарегистрированы следующие виды: ворона серая (*Corvus cornix*), вяхирь (*Columba palumbus*), коршун черный (*Milvus migrans*), кряква (*Anas platyrhynchos*), кукушка (*Cuculus canorus*) и сорока (*Pica pica*). Самыми многочисленными (53-129 особей) являлись: ворона серая (*Corvus cornix*), крачка речная (*Sterna hirundo*), скворец обыкновенный (*Sturnus vulgaris*), славка серая (*Sylvia communis*), цапля серая (*Ardea cinerea*), чернеть голубая (нырок красноголовый) (*Aythya ferina*) и сорока *(Pica pica).*

В сентябре наиболее часто встречаемыми (36,4-54,5%) видами являлись: воробей полевой (*Passer montanus*), зяблик (*Fringilla coelebs*), ворона серая (*Corvus cornix*), пустельга (*Falco tinnunculus*), вяхирь (*Columba palumbus*) и сорока (*Pica pica*). Самыми многочисленными (144-543 особи) являлись: галка (*Corvus monedula*), кряква (*Anas platyrhynchos*), воробей полевой (*Passer montanus*), грач (*Corvus frugilegus*) и сорока (*Pica pica*).

Млекопитающие. За период мониторинговых наблюдений в 2021 году было отмечено 19 видов млекопитающих, относящихся к 5 систематическим отрядам и 10 семействам. Наибольшим видовым разнообразием представлены грызуны (Rodentia) (9 видов). В отношении уровня численности доминируют суслики (Sciuridae) и хомякообразные (Cricetidae). Наиболее широко распространённый вид, с высокой плотностью заселяющий

всю территорию КНГКМ и СЗЗ - слепушонка (*Ellobius talpinus*). Повсеместно распространены зайцеобразные (Leparidae).

Поселения речного бобра (*Castor fiber*) встречаются на водоёмах по всей территории КНГКМ и санитарно-защитной зоны. Несмотря на сокращение, численность бобров в весенний период остается более высокой по сравнению с окружающей территорией области. С учётом всей обследованной береговой линии, в том числе и пересохших водоёмов, общей длиной 32,8 км, расчётная численность бобров 0,2–0,4 особи на 1 км маршрута.

Отряд Насекомоядные (Insectivora) в 2021 году был представлен ежом европейским (*Erinaceus europaeus*), в среднем численность составила 0,04 особи на 1 км. В Отряде Хищные (Carnivora) были представлены: лисица (*Vulpes vulpes*), численность составила 0,13 особи на 1 км; корсак (*Vulpes corsac*), средняя численность корсака составила 0,02 особи на 1 км маршрута; барсук (*Meles meles), ср*едняя численность составила 0,23 особи на 1 км маршрута; в мае на колонии сусликов также была отмечена ласка (*Mustela nivalis*). Отряд Парнокопытных (Artiodactyla) представлен кабаном (*Sus scrofa*), средняя численность составила 0,04 особи на 1 км и сибирской косулей (*Capreolus pygargus*), средняя численность составила 0,2 особи на 1 км.

В целом, в 2021 году на территории КГКМ и СЗЗ, с учетом сезонных изменений активности, зафиксирован уровень численности земноводных и пресмыкающихся, близкий к показателям весенних обследований периода 2015-2018 годов, изменений видового состава не отмечено.

Сопоставление данных учетов птиц показало, что видовой состав птиц и плотность их размещения в сходных биотопах в соответствующие сезоны года существенно не различаются, что говорит о слабой мере воздействия производственных объектов КПО на распределение и количественный состав встречающихся здесь видов.

Заметных изменений видового состава млекопитающих, численности и соотношения видов, составляющих фаунистическое сообщество, не обнаружено.

Выявленные при проведении мониторинга в 2021 году незначительные изменения состояния популяций наземных позвоночных животных в сравнении с данными, полученными при проведении исследований в предыдущие годы, связаны в основном с природными условиями (снижение уровня воды ниже среднего многолетнего показателя, что вызвало обмеление и пересыхание некоторых водоемов и т.п.).

Современное состояние животного мира на рассматриваемой территории оценивается как удовлетворительное. Хозяйственная деятельность на современном этапе эксплуатации КНГКМ оказывает на популяции животных, обитающих в рассматриваемом регионе, незначительное влияние, за исключением той территории, которая находится непосредственно вблизи производственных объектов.

Деятельность производственных объектов является фактором беспокойства для большинства животных. При этом сами территории объектов не являются безжизненными. На самом месторождении производство, связанное с добычей, состоит из точечных и линейных объектов, распределённых на большой площади, между которыми сохраняются островки приемлемые для обитания представителей фауны.

В настоящее время, на территории КНГКМ и в прилегающих угодьях, созданы условия по ряду признаков аналогичные заповедным: не проводятся выпас скота, сенокошение и охота, регламентировано автомобильное движение, отсутствуют поселки постоянного проживания людей. Под ведомственной охраной находится довольно значительная площадь, охватывающая различные биотопы.

1.10. РАДИАЦИОННАЯ ОБСТАНОВКА

Наблюдения за уровнем гамма излучения в Западно-Казахстанской области на местности осуществляется ежедневно на 2-х метеорологических станциях (Уральск, Тайпак) и на 3-х автоматических постах наблюдений за загрязнением атмосферного воздуха в г. Уральск (ПНЗ №2, ПНЗ №3), в г. Аксай (ПНЗ №4) [35].

Средние значения радиационного гамма-фона приземного слоя атмосферы по населенным пунктам области в 2021 г. находились в пределах 0,08-0,25 мкЗв/ч. В среднем по области радиационный гамма-фон составил 0,12 мкЗв/ч и находился в допустимых пределах.

Среднесуточная плотность радиоактивных выпадений в приземном слое атмосферы на территории области колебалась в пределах 1,1–5,4 Бк/м^2. Средняя величина плотности выпадений по области составила 1,8 Бк/м^2, что не превышает предельно-допустимый уровень.

Радиационный мониторинг на объектах КПО Б.В. предназначен для получения документированных данных о радиационной обстановке и её изменениях на объектах, информации по характеристикам, содержанию радионуклидов на рабочем месте, в отходах, технологическом оборудовании и других материалах, необходимых для оценки радиационно-опасных факторов, действующих на работников и влияющих на окружающую среду. Периодичность проведения радиационного мониторинга – 1 раз в 3 года.

Согласно Программе радиационного мониторинга объектов КПО Б.В. на 2019 год, на территории Полигонов № 1 и № 2, были проведены измерения мощности эквивалентной дозы (МЭД) гамма-излучения дозиметрами ДКГ-07Д «Дрозд». Во избежание пропуска участков с повышенным гамма-излучением, при измерениях велось непрерывное прослушивание интенсивности шума звукового датчика прибора (обусловленное интенсивностью гамма-излучения). Скорость пешеходной съемки гамма-фона составила 0,5 м/с, время измерения гамма-фона в каждой фиксированной точке – 40 с.

Расстояние детектора прибора от измеряемой поверхности в каждой фиксированной точке не превышало 1-2 см, а при движении 5-10 см.

На территории скважин РП-1, РП-2 (Полигон №1) и РП-4, РП-5, РП-6, РП-7 и РП-8 (Полигон №2) замеры велись по 100 точкам на каждой скважине. Фактическая МЭД гамма-излучения находилась в пределах 0,05-0,17 мкЗв/ч.

По результатам радиационного мониторинга в 2019 г. фактические величины МЭД не превысили значений, регламентированных СП «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности» от 15 декабря 2020 года №ҚР ДСМ-275/2020 и ГН «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности» от 27 февраля 2015 года №155.

1.11. СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

Сведения о социально-экономическом развитии Западно-Казахстанской области приведены по данным Комитета по статистике Министерства национальной экономики РК, сайт www.stat.gov.kz.

Западно-Казахстанская область расположена в западной части Республики Казахстан и является воротами в центральные и южные области республики и в государства Средней Азии. Территория области составляет 151,3 тыс. км^2, что составляет 5,6 процентов территории республики.

Граничит с пятью областями Российской Федерации: Астраханской, Волгоградской, Саратовской, Самарской, Оренбургской и двумя областями Казахстана: Актюбинской и

Атырауской, связана с ними железнодорожными линиями, автомобильным, водным и воздушным транспортом.

Приуралье богато полезными ископаемыми, приоритетными из них являются нефть и газ, причем Карачаганакское месторождение – одно из богатейших в мире.

Центр области расположен в городе Уральске.

Экономика региона:

- Сельское хозяйство: пшеница твердых сортов, овцеводство, коневодство;
- Машиностроение, пищевая промышленность, строительные материалы;
- Нефтегазовая промышленность: добыча нефти и газа на Карачаганакском, Чинаревском месторождениях.

Рассматриваемый Бурлинский район расположен в северо-восточной части Западно-Казахстанской области. Район граничит с тремя районами Западно-Казахстанской области и на севере по реке Урал с Оренбургской областью Российской Федерации.

Территория Бурлинского района занимает площадь 5556 тыс. м^2. Центр района расположен в г. Аксай. Расстояние от районного центра до г. Уральск - 140 км. На территории района – 31 населенный пункт, в том числе 14 сельских округов.

1.11.1. Производственно-экономическая деятельность

Экономический потенциал. Приоритетными направлениями развития экономики Западно-Казахстанской области являются: нефтегазодобывающая, нефтеперерабатывающая, металлургическая, машиностроительная, горнодобывающая, агропромышленная, производство стройматериалов.

Существенный вклад в экономику области вносят такие крупные предприятия как «Карачаганак Петролиум Оперейтинг Б.В.», Холдинг «Конденсат», Жаикмунай, АО «Приборостроительный завод «Омега», АО «Уральский завод «Зенит», ТОО «Гидромаш-Орион-МЖБК».

Промышленность. Экономический потенциал Западно-Казахстанской области имеет индустриально-аграрную направленность.

Объем произведенного валового регионального продукта области за январь-июнь 2021 года составил 1381,3 млрд. тенге и по сравнению с соответствующим периодом предыдущего года уменьшился в реальном выражении на 4%. В производстве валового регионального продукта республики доля области составила 4,3%.

В структуре ВРП производство товаров составило 60,8%, производство услуг – 30,5%. Наибольшая доля объема ВРП (53,5%) приходится на промышленность. За январь-июнь 2021 года валовой региональный продукт на душу населения составил по области 2084,7 тыс. тенге и занимает по данному показателю четвертое место среди регионов Республики Казахстан.

Объем промышленного производства в январе-сентябре 2021 г. составил 1970,6 млрд. тенге в действующих ценах. Индекс физического объема к уровню января-сентября 2020 г. составил 92,9%, в том числе в горнодобывающей промышленности и разработке карьеров – 92,7%, обрабатывающей промышленности - 87,6%, снабжение электроэнергией, газом, паром, горячей водой и кондиционированным воздухом – 111,5%, водоснабжении; сбор, обработка и удаление отходов, деятельности по ликвидации загрязнений - 118,9%.

В Бурлинском районе объем промышленной продукции в январе-сентябре 2021 г. составил –1 736 801,4 млн. тенге, в г. Уральск – 137 172,7 млн. тенге.

Сельское хозяйство. Валовый выпуск продукции (услуг) сельского, лесного и рыбного хозяйства в январе-сентябре 2021 года составил 164949,9 млн. тенге, из них валовая продукция животноводства – 109238,3 млн. тенге, валовая продукция растениеводства – 55185 млн. тенге, услуги в области сельского хозяйства - 423 млн. тенге.

Строительство. В январе-сентябре 2021г. объем строительных работ (услуг), с учетом оценки, составил 129605,5 млн. тенге или 113,6% к уровню января-сентября 2020 года.

Доля области в объеме выполненных строительных работ республики составила 3,6%. Наибольший удельный вес (24%) в объеме строительных работ занимает строительство нежилых зданий, за исключением стационарных торговых объектов категорий 1, 2, объем которых составил 31066,5 млн. тенге. Объем строительно-монтажных работ по сравнению с январем-сентябрем 2020 года увеличился на 16,4% и составил 105263,1 млн. тенге. Объем работ по капитальному ремонту составил 17760,1 млн. тенге, что на 8,2% выше уровня января-сентября 2020 года. В январе-сентябре 2021г. введено в эксплуатацию 1570 новых зданий, из которых 1508 жилого и 62 нежилого назначения. В январе-сентябре 2021г. общая площадь введенных в эксплуатацию жилых домов составила 388 тыс. кв. метров. Индекс физического объема введенного жилья к уровню января-сентября 2020 года составил 104%.

За январь-сентябрь 2021 г. построено - за счет населения 191,8 тыс. кв. метров жилья; - за счет собственных средств предприятий 192,7 тыс. кв. метров жилья.

В Бурлинском районе в январе 2021 г. введено жилья 42 958 м^2 (108,8 % к январю-сентябрю 2020 г.) в г. Уральск – 275 089 м^2 (101,2 % к январю-сентябрю 2020 г.).

Транспорт и связь. В январе-сентябре 2021г. объем грузооборота по области составил 6238,2 млн. ткм или 77,3% к уровню января-сентября 2020г. Объем пассажирооборота в отчетном периоде составил 1128,9 млн. пкм. или 39,2% к уровню января-сентября 2020 г. ИФО по услугам связи в январе-сентябре 2021г. по сравнению с январем-сентябрем 2020 г. составил 109,2%, из них по услугам телекоммуникационным прочим – 112,4%, по услугам Интернета – 114,2%.

Торговля. Оборот розничной торговли за январь-сентябрь 2021г. составил 260,4 млрд. тенге или 101,4% к уровню января-сентября 2020 года. Розничная реализация товаров торгующими предприятиями увеличилась на 5,3% по сравнению с январем-сентябрем 2020 года. Объем торговли индивидуальными предпринимателями, в том числе торгующими на рынках, уменьшился в отчетном периоде на 5,5%.

На 1 октября 2021 г. объем товарных запасов торговых предприятий до распространения в розничной торговле составил 24,9 млрд. тенге, в днях торговли - 40 дней.

В Бурлинском районе в январе-сентябре 2021 г. объем розничной торговли составил 23 035,3 млн тенге, в г. Уральск – 208 191,5 млн. тенге.

Инвестиции. В январе-сентябре 2021г. объем инвестиций в основной капитал с учетом оценки составил 260653,3 млн. тенге или 75,8% к уровню января-сентября 2020 года.

В январе-сентябре 2021 г. преобладающими источниками инвестиций являются собственные средства предприятий и организаций.

В январе-сентябре 2021 г. в технологической структуре инвестиций работы по строительству и капитальному ремонту зданий и сооружений составил 72,9% от общего объема инвестиций в основной капитал, затраты на приобретение машин, оборудования, инструмента, инвентаря – 25,2%, прочие капитальные работы и затраты - 1,9%.

Значительная доля инвестиций в основной капитал в январе-сентябре 2021 года приходится на горно-добывающую промышленность и разработку карьеров (56,2%), операции с

недвижимым имуществом (17,6%), транспорт и складирование (8,3%), сельское хозяйство (5,3%).

Объем инвестиционных вложений крупных предприятий за январь-сентябрь 2021 года составил 152712,5 млн. тенге или 68,4% к уровню января-сентября 2020 года.

1.11.2. Социальная сфера

Население и демографическая ситуация. Демографическая ситуация в Западно-Казахстанской области складывается под воздействием многих факторов, в том числе специфичных только для данного региона.

Численность населения области на 1 сентября 2021 г. по текущим данным составила 664,1 тыс. человек. По сравнению с 1 сентябрем 2020г. численность населения увеличилась на 4586 человек, в том числе численность городского населения - на 4087 человек, численность сельского населения - на 499 человек. Рост численности населения отмечен в областном центре и в 3 районах области.

В январе-августе 2021 года отмечается увеличение как числа родившихся, так и числа умерших. Так, за отчетный период в области родилось 9511 человек, что на 10,5% больше, чем в январе-августе 2020 года, умерло 5142 человека (на 14,8% больше).

В январе-августе 2021 года умерло 73 младенца в возрасте до одного года. Основной причиной младенческой смертности являются состояния, возникающие в перинатальном периоде и врожденные аномалии, от которых умерло58 младенцев или 79,5% от общего числа умерших детей в возрасте до 1 года.

В январе-августе 2021г. число прибывших по области составило 14653 человека или 101,6% к уровню января-августа 2020 года, число выбывших, соответственно, 16229 человек или 102,2%.

Отрицательное сальдо по внешней миграции составило 578 человек (в январе-августе 2020 г. отрицательное сальдо - 445 человек).

В январе-августе 2021 г. по межрегиональному обмену по области сложилось отрицательное сальдо 998 человек, в том числе по городским поселениям - 792 человека, по сельской местности - 206 человек. Численность мигрантов, переезжающих в пределах области, уменьшилась на 1,4%. За отчетный период приток сельчан в городские поселения по внутриобластному обмену составило 1183 человека.

Положительное сальдо миграции населения наблюдается в областном центре (271 человек) и районе Бәйтерек (274). Наибольший миграционный отток отмечен в Бурлинском (548 человек), Акжаикском (365) и Казталовском (295) районах.

В Бурлинском районе численность населения на 1 сентября 2021 г. составила 56381человек. За январь-август 2021 г. в районе родилось - 776 человека, умерло – 406, прибывших – 971 человек, выбывших – 1 519.

В г. Уральск численность населения на 1 сентября 2021 г. составила 321173 человек, общий прирост за год 4377 человек. За январь-август 2021 г. в г. Уральск родилось – 4904 человека, умерло – 2733, прибыло – 8 281 человек, выбыло – 8 010.

Доходы и уровень жизни населения.

Во II квартале 2021г. среднедушевые номинальные денежные доходы населения составили 125454 тенге, что на 13,2% выше, чем во II квартале 2020 года. Реальный индекс денежных доходов за указанный период составил 105,4%.

Во II квартале 2021 г. среднемесячная номинальная заработная плата одного работника составила 222125 тенге, на крупных и средних предприятиях -246951 тенге.

С 1 января 2021 г. минимальная заработная плата установлена в размере 42500 тенге.

В январе-июне 2021 года среднемесячная номинальная заработная плата одного работника в Бурлинском районе составила – 469200 тенге. Высокий уровень заработной платы в районе связан с высокими зарплатами работников нефтегазового сектора. Уровень оплаты труда в сельских населенных пунктах и в районах, не связанных с работой в нефтяной промышленности, остается низким.

Рынок труда. Во II квартале 2021г. на крупные и средние предприятия было принято 5994 человек. Выбыло по различным причинам 7938 человек.

На конец II квартала 2021г. на крупных и средних предприятиях были не заполнено 1136 вакантных мест (1,2% к списочной численности). Число безработных, стоящих на учете в органах занятости, на 1 октября 2021 года составило 14974 человека, чтона 4,8% меньше показателя соответствующей даты 2020 года, в т.ч. в сельской местности, соответственно, 11862 человека и на 0,1% меньше.

В Бурлинском районе в январе-сентябре 2021 г. трудоустроено – 1030 человек, в соответствующий период 2020 г. – 999 человек. Численность зарегистрированных безработных на 1 октября 2021 г.– 1404 человека (1079 – на 1 октября 2020 г.).

В г. Уральск в январе-сентябре 2021 г. трудоустроено – 3555 человек, в соответствующий период 2020 г. – 3913 человек. Численность зарегистрированных безработных на 1 октября 2021 г. -2861 человек (3867 – на 1 октября 2020 г.).

Количество действующих субъектов МСП на 1 октября 2021г. составила 43,9 тыс. единиц. В общем количестве действующих субъектов МСП доля индивидуальных предпринимателей составила 67%, крестьянских или фермерских хозяйств – 17,8%, юридических лиц среднего предпринимательства – 0,2% и малого предпринимательства – 15%.

Выпуск продукции (товаров и услуг) субъектами МСП в январе-июне 2021г. составил 714,4 млрд. тенге. Численность занятых в МСП на 1 июля 2021г. составила 108,4 тыс. человек.

Здравоохранение. В 2020 году объем оказанных услуг по основному виду деятельности организациями здравоохранения и социальных услуг по Западно-Казахстанской области составил 67535,7 млн. тенге, из которых 77,8% - за счет бюджета, 14,7% - за счет средств, полученных от населения, 7,5% - за счет средств предприятий.

Наибольший объем услуг формировался за счет услуги больниц - 46,3%, общей врачебной практикой - 22,4%.

По Бурлинскому району в 2020 году объем оказанных услуг в области здравоохранения и предоставлению социальных услуг составил – 1760,98 млн. тенге.

На 1 января 2021 г. по области число больничных учреждений составило - 29 единиц. Число врачебных учреждений, оказывающих амбулаторно-поликлиническую помощь населению – 117 единиц.

По области количество врачей составляет – 2177 человек, обеспеченность на 10000 человек составляет – 33,0. Количество средних медицинских работников составляет 7094, обеспеченность на 10000 человек – 107,6.

Наибольшее распространение среди зарегистрированных инфекционных заболеваний по ЗКО получили: острые инфекции верхних дыхательных путей – 6594,2 (в соответствующем периоде 2020г. – 4945,4) случаев на 100000 населения, острые кишечные инфекции – 9,3 (13,9), туберкулез органов дыхания – 34,5 (34,9), педикулез – 8,4 (17,1).

За январь-август 2021 г. по наиболее распространенным заболеваниям в сравнении с аналогичным периодом 2020 г. достигнуты следующие результаты:

- острая инфекция верхних дыхательных путей – 29094 (134,1% к соответствующему периоду 2020 г.);
- острая кишечная инфекция – 41 (67,2%);
- туберкулез органов дыхания – 152 (99,3%);
- сифилис – 142 (105,2%);
- педикулез– 37 (49,3%).

В Бурлинском районе на 1 января 2021 г. по области число больничных учреждений составило - 1 ед. Количество больничных коек – 115 единиц.

Образование. На начало 2020/2021 учебного года в области функционировало 34 самостоятельных организаций технического и профессионального образования. Общая численность учащихся составила 17040 человек. По сравнению с 2019/2020 учебным годом численность учащихся сократилась на 3,2%.

На начало 2020/2021 учебного года в области функционировало 4 высших учебных заведения, где обучалось 27121 студент. По сравнению с 2019/2020 учебным годом численность студентов сократилась на 14,4%.

На начало 2020/2021 учебного года в области функционировало 386 школ. Общая численность учащихся составила 110787 человек. По сравнению с 2019/2020 учебным годом численность учащихся увеличилась на 2,9%.

В Бурлинском районе на 01.01.2021 г. действовало 25 общеобразовательных школ, в которых обучалось 9268 учащихся. Число дошкольных учреждений составило 27 единиц, в них числилось – 3157 детей. Количество колледжей – 3, количество учащихся в них – 1009.

Преступность. Установленная сумма материального ущерба по расследованным уголовным правонарушениям в январе-августе 2021 года составила по области 5133,6 млн. тенге, из них на уголовные правонарушения против собственности приходится 21,3%, на экологические уголовные правонарушения – 24,8%, в сфере экономической деятельности – 51,6%.

Правоохранительными органами области выявлено 2052 лица, совершивших уголовные правонарушения (на 18,4% лиц меньше, чем в январе-августе 2020г.). Из числа выявленных лиц совершивших правонарушения 10,1% составляли женщины (в январе-августе 2020 г. - 8,5%), 1,9% - несовершеннолетние (1,9%). Удельный вес лиц, ранее совершавших правонарушения составил 36,7% (41,6%).

В среднем по области каждый пятый, совершивший правонарушение, находился в состоянии алкогольного опьянения, почти каждый пятнадцатый - в составе группы. Большую часть всех выявленных лиц, совершивших правонарушения, составляли безработные – 74,1% (в январе-августе 2020 г. - 76,9%). Уровень уголовных правонарушений на 10000 населения области в январе-августе 2021 г. составил - 97,8.

1.11.3. Существующие особо охраняемые природные территории (ООПТ)

Западно-Казахстанская область характеризуется не только разнообразными ландшафтами, охватывающими степные, полупустынные и пустынные комплексы, но и включает красивые и интересные интразональные типы растительности долины реки Жайык со своеобразным животным миром.

На территории Западно-Казахстанской области действуют десять объектов природного заповедного фонда государственного и областного значения. Среди них три объекта носят

статус государственных заказников. Это Кирсановский, Бударинский и Жалтыркульский зоологические заказники.

На территории Бурлинского района находятся:

1. Кирсановский государственный природный заказник (комплексный) находится на территории трех районов Западно-Казахстанской области – Зеленовского, Бурлинского и Теректинского. Площадь 61,0 га. Кирсановский государственный природный заказник был организован с целью акклиматизации бобра и восстановления численности косуль, лосей и др. животных.

Организация заказника способствовала сохранению в целом природного комплекса. Благодаря этому сохранились редкие в области виды животных, размножился и расселился по пойме реки бобр. На территории заказника в пойме реки сохранились прекрасные дубовые и тополевые леса – уникальные природные комплексы степного Приуралья. Они создали превосходные условия для редчайших видов растений и животных, многие из которых встречаются только в Западном Казахстане.

Очень интересен растительный мир. Многие виды растений, занесенных в Красную книгу РК, не только распространены, но и многочисленны. Например: дуб черешчатый образует леса, бересклет, калина, яблоня, смородина, черемуха, образуют в нем подлесок. Здесь обычны редкие в области виды растений: сныть, сальвиния, двукисточник, горечавка, чистотел.

2. Государственный ботанико-зоологический заказник местного значения «Миргородский» имеет площадь 3950 гектаров на территории Бурлинского района. Во флоре заказника насчитывается 365 видов цветковых и четыре вида реликтовых растений, хорошо сохранились красочные степи с перистыми ковылями, полями тюльпанов. Это единственное место тонконога жесткого, занесенного в Красную книгу Казахстана.

Наряду со степными кустарниками можно встретить кизильник, жостер, черемуху и даже дикую яблоню. Днища балок и распадков заняты осинником с примесью березы. На плесах реки Утвы сохранилась кувшинка белая – растение, взятое под охрану. На территории заказника сохранились редкие и исчезающие виды птиц и животных: дрофа, стрепет, журавль-красавка, степной орел.

1.11.4. Объекты историко-культурного наследия

На территории Бурлинского района сохранились следующие **памятники культуры и археологии:**

1. Курганный комплекс «Кырык-Оба». Кырык-Обы I – это группа больших курганов грандиозных по своим размерам и расположенных в 5 км к северо-востоку от населенного пункта Алгабас и в десяти км к юго-востоку от Кырык-Оба II. Кырык-Обы I состоит из шести курганных насыпей, из которых самый крупный можно назвать степной пирамидой. Его размеры: диаметр – 208 м, кольцеобразный ров глубиной от 1,4 до 2,2 м и высота насыпи кургана 18,6 м. Уникальный могильник раннего железного века, все погребения относятся к концу VI – середине V вв. до нашей эры.

2. Курганный могильник «Кырык-Оба II». Расположен юго-восточнее аула Тонкерис. Самый выдающийся царский могильник эпохи скифов Западного Казахстана, относящийся к началу V века до нашей эры. Обнаруженные при раскопках археологические материалы (рукоятки ножей, женские украшения, наконечники для стрел) подтверждают наличие тесных связей между племенами древних скифов, живших на территории нынешних Южного Урала и Западного Казахстана.

3. Курганный могильник «Жарсуат I». Расположен у восточной окраины аула Жарсуат. Курганы вытянуты полукругом с юго-запада на северо-запад на 320 м. Северный и южный

курганы датируются средними веками, еще два кургана относятся к сарматской культуре IV – VI веков до нашей эры.

4. Курганный могильник «Жарсуат II». Расположен юго-восточнее аула Жарсуат.

5. Курганный могильник «Облавка». Расположен северо-западнее села Облавка, на берегу реки Жайык. В 2005 г. раскопано 3 кургана, датируемых ранним железным веком.

Непосредственно на участках проектируемых работ исторические памятники культуры и археологии отсутствуют.

1.11.5. Деятельность Компании КПО Б.В. в социально-экономической сфере области

КПО выполняет социально-инфраструктурные проекты в Западно-Казахстанской области на ежегодной основе согласно условиям Приложения 5 Окончательного соглашения о Разделе продукции (ОСПР).

В соответствии с решением Совместного комитета по управлению (СКУ), с 2010 г. КПО выделяет 20 млн долл. США в год на социально-инфраструктурные проекты в ЗКО. На период 2018-2022 гг. было принято решение о дополнительном выделении финансовых средств на социальные и инфраструктурные проекты в ЗКО на сумму 50 млн долл. США. Кроме этого, на период 2019 - 2021 гг. был утвержден дополнительный перечень социальных и инфраструктурных проектов в размере 9,6 млн долл. США за счет неизрасходованных средств, накопленных с 2010 г.

Перечень запланированных проектов на ежегодной основе согласовывается КПО и Акиматом ЗКО в соответствии с приоритетами социального развития области. Акимат ЗКО составляет данный перечень в соответствии с государственными приоритетами и с учетом необходимости развития инфраструктуры города Уральска, систем образования и здравоохранения, а также развития спорта в регионе.

КПО ведет весь процесс проектирования, закупок и управления вплоть до завершения строительства и передачи проектов Западно-Казахстанской области. Все социальные проекты КПО реализуются местными компаниями. В случае невозможности завершить проекты до конца года, неосвоенные средства переносятся на последующий календарный год.

В течение 2020 года КПО приступила к реализации 21 социально-инфраструктурных проекта на территории ЗКО, включая новые крупные долгосрочные проекты, а также завершила шесть социально-инфраструктурных проектов стоимостью более 10 млрд тенге (эквивалентную 27 млн долл. США).

Перечень социально-инфраструктурных проектов, выполненных КПО в 2020 году, приведен в таблице 1.11.1.

Таблица 1.11.1 Социально-инфраструктурные проекты, выполненные КПО Б.В. в 2020 году

Сфера	Наименование проекта
Строительство и ремонт дорог	Капитальный ремонт у. Молдагуловой от у. Тайманова до ул. Куличева в г. Уральск
	Капитальный ремонт городской поликлиники №7 в г. Уральск
	Реконструкция путепровода через железную дорогу и покрытий подходов в районе Нефтебазы в г. Уральск
Гражданское строительство	Строительство школы на 450 мест в г. Уральск
	Строительство физкультурно-оздоровительного комплекса на 160 зрительских мест в с. Жангала, Жангалинский район, ЗКО
	Строительство физкультурно-оздоровительного комплекса на 160 зрительских мест в с. Сайхин, Бокейординский район, ЗКО

РАЗДЕЛ 2. ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОИЗВОДСТВА. ХАРАКТЕРИСТИКА НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

2.1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ПРЕДПРИЯТИИ

Нефтегазоконденсатное месторождение Карачаганак расположено в Бурлинском районе Западно-Казахстанской области Республики Казахстан. Оно было открыто в 1979 г., введено в эксплуатацию – в 1984 г. В настоящее время его разработка осуществляется в рамках Окончательного соглашения о разделе продукции (ОСРП). Соглашение было подписано 18 ноября 1997 года сроком на 40 лет.

В состав альянса, разрабатывающего месторождение, входят компании со следующими долями «Эни СпА» и «Роял Датч Шелл плс» (по 29,25%), являющиеся совместными операторами Карачаганакского месторождения, «Шеврон» (18%), «Лукойл» (13,5%) и АО НК «КазМунайГаз» (10%).

Основным видом деятельности компании является добыча, подготовка, транспортировка, переработка и реализация углеводородного сырья.

В компании имеются как основные, так и вспомогательные производственные подразделения, расположенные в Западно-Казахстанской и Атырауской областях.

Компания обслуживает несколько экспортных трубопроводов посредством которых осуществляется транспортировка и реализация углеводородного сырья – это Карачаганак-Атырау Трубопроводная Система (КАТС) и Карачаганак-Оренбургская Транспортная Система (КОТС).

В соответствии с ОСРП предусмотрено 4 этапа разработки месторождения. Сейчас месторождение находится на Этапе промышленного освоения 2 (Этап 2М). Фактическая добыча жидких углеводородов и газа за период 2018-2021 гг. и прогноз на 2022 г. показаны в табл. 2.1.1.

Таблица 2.1.1 Объём добычи КНГКМ в 2018-2021 гг. и прогноз на 2022 г.

№ п/п	Наименование	Факт				Прогноз от 02.04.2022 г.
		2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
1	Добыча жидких углеводородов в стабильном эквиваленте, тыс. т/год	10953	10147	10941	10900	10269
2	Добыча сырого газа, млн. м^3/год, в том числе	18913	18615	20214	21267	20493
3	◆ топливный газ, млн.м^3/год	818	774	851	941	953
4	◆ газ на закачку, млн. м^3/год	8589	8711	10362	11490	11418

Разработка месторождения в рамках производственной деятельности КПО продолжается более 20 лет. Она включает следующие основные этапы.

В 2000 г. в рамках ранних работ Этапа 2 был построен и введен в эксплуатацию Сателлит Добычи Ранней Нефти (СДРН) для испытания добычи из нефтяной оторочки. Продукция Сателлита вначале направлялась на УКПГ-3 для экспорта в Оренбург. Затем добываемая продукция с Сателлита была перенаправлена на КПК для переработки и экспорта через КТК. Два шлейфа из трех от Сателлита до УКПГ-3 в настоящее время используются для транспортировки продукции из КПК на УКПГ-3.

1 августа 2003 г. состоялся ввод в действие Карачаганакского перерабатывающего комплекса. Первоначально он включал 3 линии по подготовке добываемой продукции, поступающей с промысла от сателлитной установки и от манифольдных станций, подключенных напрямую, а также от УКПГ-2 и УКПГ-3.

В середине 2003 года был осуществлен ввод в эксплуатацию системы обратной закачки газа.

В 2003 г. была введена в эксплуатацию Установка комплексной подготовки газа (УКПГ)-2, которая полностью состоит из нового оборудования. Новые мощности УКПГ-2 включили сепарацию, осушку газа и обратную закачку газа в пласт. Весь осушенный газ с УКПГ-2 смешивается с осушенным сернистым газом с КПК, и комбинированный поток продукции идет на станцию обратной закачки газа на УКПГ-2, где компримируется и направляется к нагнетательным скважинам через блок магистральных трубопроводов и манифольдов. С УКПГ-2 жидкая продукция может быть отправлена на КПК для стабилизации и экспорта через КТК или на УКПГ-3 для частичной стабилизации и экспорта в Оренбург.

В 2004 году завершился второй этап освоения месторождения и начался этап 2М. В июне 2004 года началась промышленная поставка продукции КПК (жидких углеводородов) до нефтепровода КТК. В 2006 на терминале КТК отгружен 100-миллионный баррель сырой нефти; отправлена первая партия нефти по трубопроводу Атырау-Самара.

В 2011 г. введена в эксплуатацию четвертая технологическая линия стабилизации и очистки жидких углеводородов на КПК.

В 2018 г. ввели в эксплуатацию два новых трехфазных сепаратора на КПК в рамках реализации проекта «Модернизация системы подготовки нефти на КПК на КНГКМ ЗКО». Согласно проекту, данные сепараторы предназначены для удаления излишков воды на входе на обессоливатели, чтобы улучшить их работу. Необходимость реализации проекта возникла в связи с ожидаемым увеличением объема попутной воды в добываемом конденсате.

В 2019 г. начались предварительные земельные работы по Проекту расширения Карачаганака-1. Проект расширения направлен на увеличение газового фактора в пластовой жидкости месторождения Карачаганак путём увеличения газоперерабатывающих мощностей и фракций газа, закачиваемых обратно для поддержания давления в пласте.

В рамках поэтапного увеличения периода пиковой добычи нефти на месторождении Карачаганак в 2021 г. введены в эксплуатацию:

На УКПГ-2 4-й нагнетательный компрессор системы обратной закачки газа, который установлен на участке рядом с УКПГ-2 на западе от участка существующих компрессоров системы обратной закачки газа.

Установка 4-го компрессора обратной закачки сырого газа позволит значительным образом увеличить объёмы обратно закачиваемого в коллектор газа до максимума. Проектируемые трубопроводы будут соединять существующие объекты УКПГ-3 и УКПГ-2 в целях увеличения пропускной способности по закачке газа.

По состоянию на 01.01.2021 г. общий фонд пробуренных скважин на месторождении Карачаганак составляет 467 ед., из них 58 скважин числятся: на балансе АО «Аксайгазсервис» – 8 скважин, на балансе Института ядерной физики – 18 скважин, на балансе АО «Конденсат» – 1 скважина, скважины Экспериментальной программы – 31. Одна скважина (9873) в бурении.

Эксплуатационный фонд добывающих скважин составляет 158 скважин. В действующем фонде добывающих скважин числятся 117 скважин, из них 114 скважин – в работе, 3 скважины – во временном простое.

В фонде специальных скважин на балансе КПО находится 184 скважины, включая 38 скважин промсточных, из них 7 нагнетательных и 31 наблюдательные скважины.

Маршруты распределения жидких углеводородов и газа, добываемых и перерабатываемых на месторождении, включают:

- Нестабильный конденсат на МТУ-600 АО «Конденсат», расположенный вблизи УКПГ-3;
- Стабилизированный конденсат на КТК по трубопроводу Карачаганак - Атырау;
- Стабилизированный конденсат на Самару по трубопроводу Карачаганак - Большой Чаган - Самара;
- Сырой газ на Оренбургский газоперерабатывающий завод;
- Сырой газ на УКПГ- 2 для обратной закачки;
- Очищенный топливный газ для использования на месторождении Карачаганак и электростанции;
- Очищенный газ для реализации в регион местным потребителям.

2.2. ОСНОВНЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ОБЪЕКТЫ. ИСТОЧНИКИ ОБРАЗОВАНИЯ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ СТОЧНЫХ ВОД

Технологические объекты и подразделения КНГКМ разделены на объекты основной и вспомогательной направленности.

Технологические объекты и подразделения основной направленности – это объекты которые связаны с добычей, подготовкой, переработкой добытого углеводородного сырья.

К ним относятся:

- Карачаганакский Перерабатывающий Комплекс (КПК);
- Установка Комплексной Подготовки Газа – 3 (УКПГ-3);
- Установка Комплексной Подготовки Газа – 2 (УКПГ-2);
- Экоцентр;
- Скважинные операции.

Принципиальная блок-схема системы подготовки и направления утилизации добываемого сырья месторождения Карачаганак представлена на рис. 2.2.1.

2.2.1. Карачаганакский перерабатывающий комплекс

КПК предназначен для подготовки потока добываемой продукции, поступающей с промысла от сателлитной установки и от манифольдных станций, подключенных напрямую, а также от УКПГ-2 и УКПГ-3.

Четыре параллельных технологических линии установки стабилизации конденсата обеспечивают разделение поступающих углеводородов на жидкость и газ, обезвоживание и очистку газа, стабилизацию и обессеривание смеси нефти и конденсата для закачки в магистральный трубопровод Карачаганак-Атырау. На КПК производится очистка топливного газа от серы, подготовка газа для подачи на ГП-2 для обратной закачки в пласт или для транспортировки на Оренбургский Нефтегазоперерабатывающий завод.

Товарной продукцией КПК является стабилизированная товарная нефть (в смеси с конденсатом), очищенный топливный газ, осушенный от влаги кислый газ, содержащий кислые компоненты (сероводород, углекислый газ, меркаптаны) для закачки в пласт. Технологический процесс характеризуется непрерывностью, законченностью технологического цикла. Технологические сооружения КПК относятся к категории производства по СНиП II-90-81 к взрывоопасным. Весь технологический комплекс выполнен на основе строительно-технологических блоков, оснащенных приборами

контроля и регулирования и системами автоматизации, являющимися частью общей системы автоматического управления КПК. На рисунке 2.2.2 представлена технологическая схема КПК.

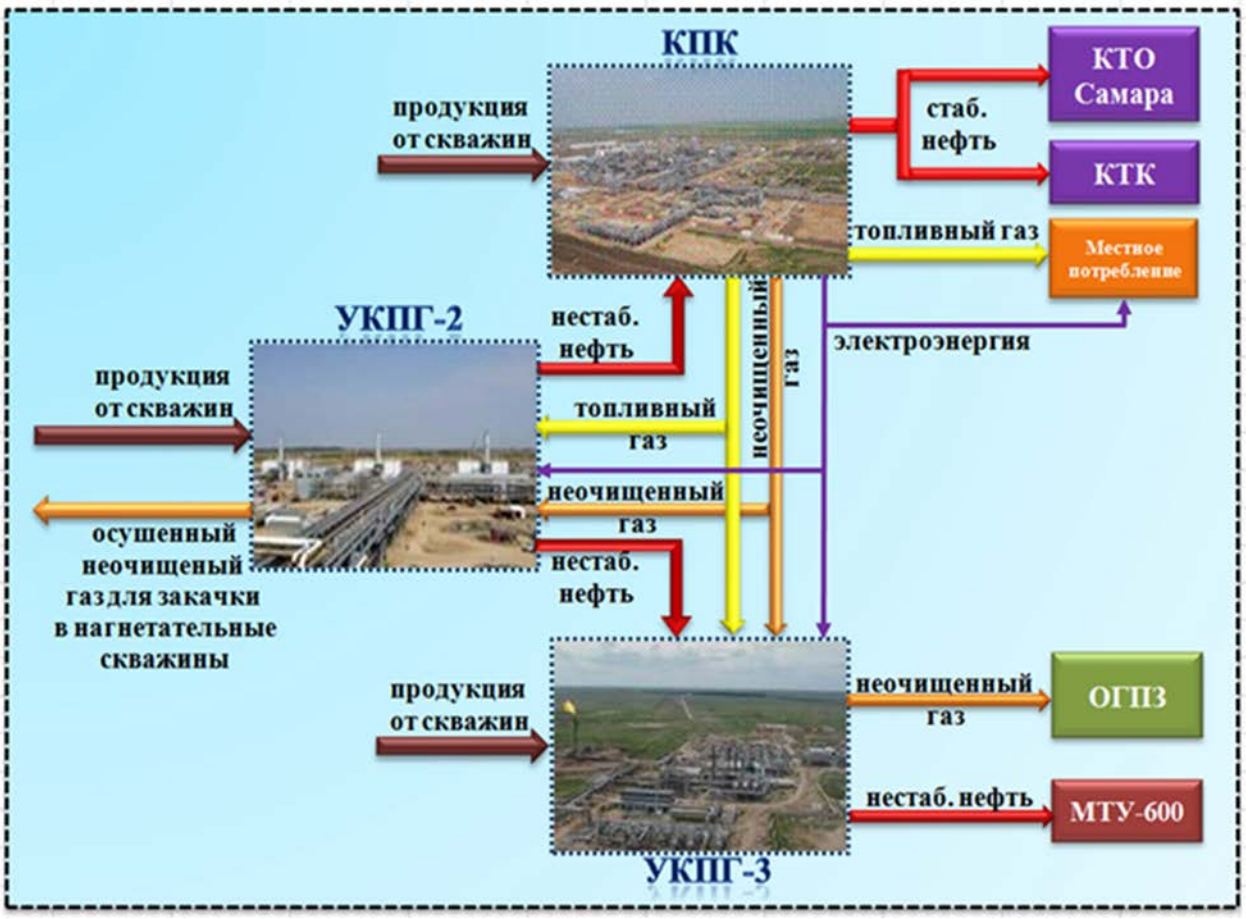


Рисунок 2.2.1. Принципиальная блок-схема системы подготовки и направления утилизации добываемого сырья месторождения Карачаганак

В 2020 году реализован проект по перенаправлению через существующую систему сбора газожидкостной смеси поступающих с промысла в УКПГ-3 на КПК, включая все необходимые модификации трубной обвязки и сопутствующие модификации КИПиА и электрических систем. Введен в эксплуатацию трубопровод товарного газа между КПК и УКПГ-3, дополнительно, для откачки попутного газа (13,8 км, 26 дюймов), который будет работать параллельно с существующей 20 дюймовой линией.

С марта 2021 г. на КПК реализован «Проект снятия производственных ограничений по газу». Целью данного проекта является увеличение переработки газа на КПК; оптимизация управления скважинами. Общая производительность по экспорту газа - в объеме 27 млн. $м^3$/сут.

Источники образования сточных вод на КПК

В процессе подготовки конденсата и газа на КПК образуются следующие сточные воды, направляемые на закачку в подземные горизонты:

- попутная вода с тестового сепаратора (5-200) и с трехфазных сепараторов (5-202-VQ-03/04) направляется на Установку очистки технологических вод в обход обессоливателей;
- технологическая вода (после обессоливания конденсата) с установки стабилизации конденсата – 5-210;

- водный раствор сульфата натрия (нейтрализованный отработанный каустик) с установки очистки газолина – 5-214;
- сернистая (кислая) вода после установки осушки топливного газа – 5-340 и обессеривания топливного газа – 5-339, с установок осушки высокосернистого газа СД и НД 5-341, 5-343;
- сточные воды с высоким содержанием солей из системы деминерализации воды – 6-530;
- сточные воды со строительных площадок (ориентировочный объем 2000 м^3), направляемые в лагуну КПК для последующей закачки;
- производственные сточные воды с площадки СПОГ, в том числе: воды от промывки технологического оборудования, от блока регенерации гликоля, деминерализованные воды, загрязненные ливневые воды.
- сточные воды с других объектов месторождения.

Для подготовки образующихся сточных вод для обратной закачки в подземные горизонты на КПК предусмотрены установки очистки промсточных вод: 6-560, 6-562 и 6-590. С 2021 г. промсточные воды с УКПГ-3 поступают на КПК для их очистки и последующей закачки совместно с промсточными водами КПК.

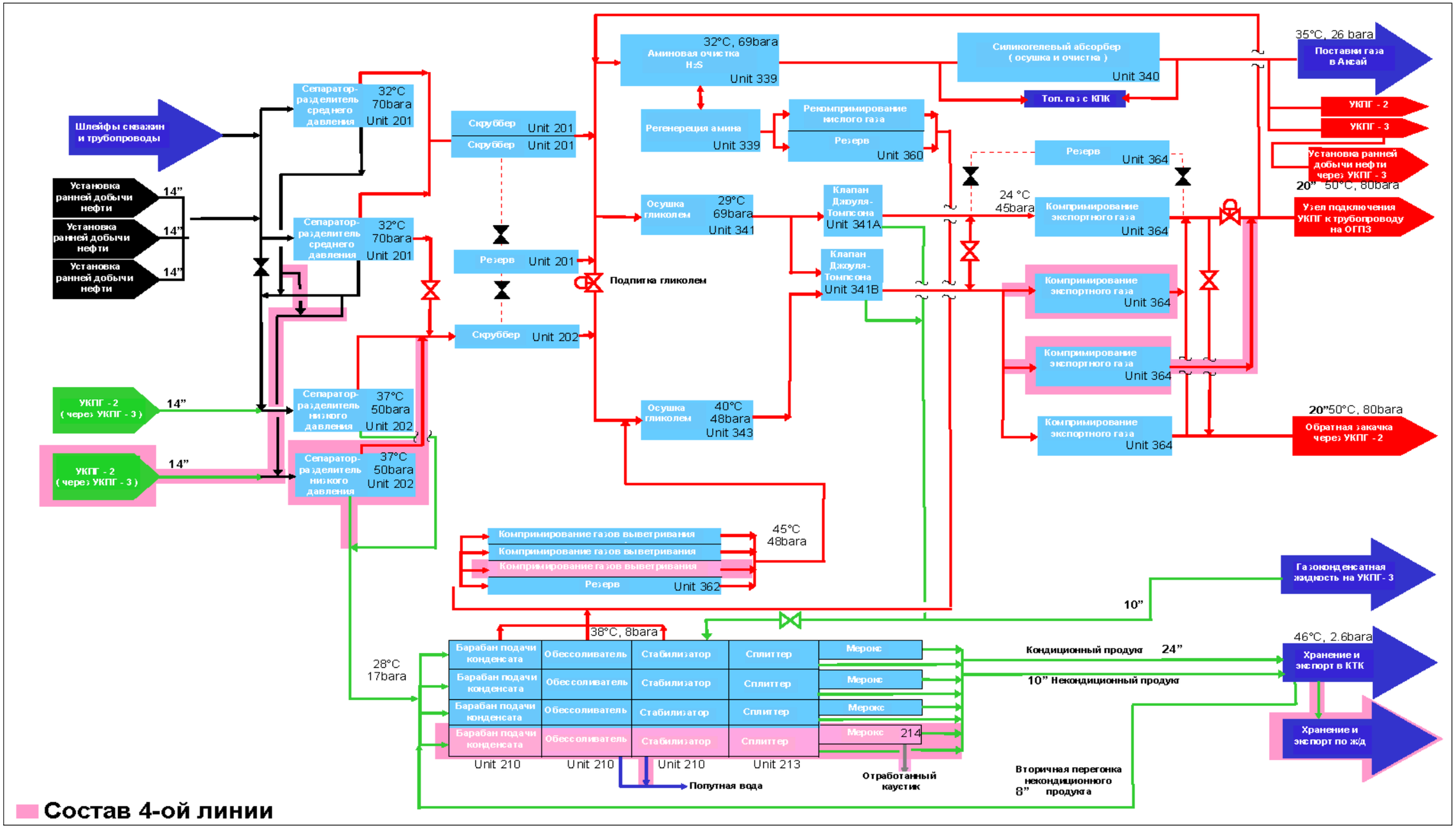
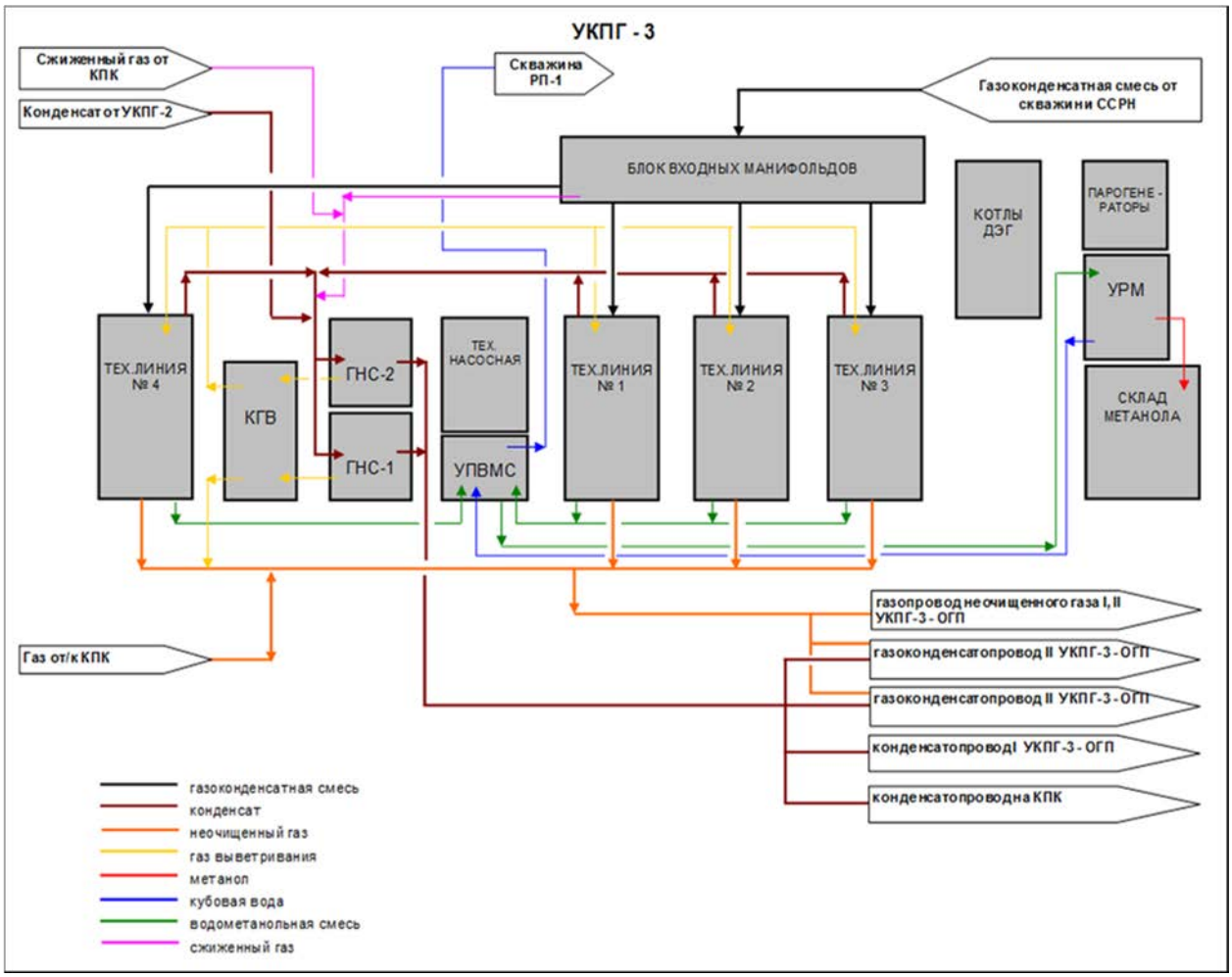


Рисунок 2.2.2. Блок-схема КПК с учетом 4-й технологической линии

2.2.2. Установка комплексной подготовки газа 3

УКПГ-3 предназначен для разделения углеводородной смеси, поступающей с промысла на газовую и жидкую фазы, а также для частичной стабилизации конденсата, который поступает с КПК и УКПГ-2. Установка включает в себя сеть технологических линий и объектов, на которых происходит подготовка и переработка поступающего сырья.

Товарной продукцией УКПГ-3 является осушенный сернистый газ, и обезвоженный нестабильный конденсат. Готовая продукция посредством сети трубопроводов транспортируются потребителю на Оренбургский газоперерабатывающий завод (ОГПЗ), Карачаганакский перерабатывающий комплекс (КПК) и Малотоннажную установку ОАО «Конденсат» (МТУ-600). На рисунке 2.2.3 представлена технологическая схема УКПГ-3.



Примечание: Установка УПВМС с октября 2021 года выведена из эксплуатации. Установка регенерации метанола (УМР) выведена из эксплуатации с 2011 г.

Рисунок 2.2.3. Технологическая схема УКПГ-3

Источники образования сточных вод на УКПГ-3

В продукцию скважин, как и в поток газа на входе во вторую ступень установки, периодически подается метанол для предотвращения гидратообразования. Конденсат, выделившийся в процессе подготовки газа, проходит обезвоживание в трехфазных сепараторах, где и отделяется смесь попутно добываемой воды с метанолом. Следовательно, производственные сточные воды, образующиеся на установке УКПГ-3, представляют собой смесь попутно добываемой воды и метанола (так называемую водометанольную смесь). Ранее потоки водометанольной смеси после трехфазных

сепараторов всех четырех технологических линий объединялись и общим потоком поступали на установку подготовки промстоков ГП-3, где происходила очистка промстоков от нефтепродуктов и механических примесей, а также дегазация водометанольной жидкости на сепараторах.

С января 2021 года, после устройства перемычки технического водовода, эти потоки начали перенаправляться на водоочистную установку завода КПК с дальнейшей закачкой на Полигоне №2. В мае 2021 г. в процессе планово-предупредительного ремонта, были выявлены проблемы, связанными с целостностью сепараторов С-601, С-602 и С-603, и, как следствие, установка УПВМС была остановлена. В октябре, на основе «Акта вывода из эксплуатации оборудования 30-5620 УПВМС» от 20.10.2021 года, установка была выведена из эксплуатации, а трехфазные сепараторы на УКПГ-3 были преобразованы в двухфазные. Таким образом, в настоящее время водометанольная смесь из технологических линий вместе с конденсатом подаётся напрямую на КПК. Возобновление работы УПВМС не планируется (рис. 2.2.3).

2.2.3. Установка комплексной подготовки газа 2

УКПГ-2 предназначена для разделения газожидкостной смеси, добываемой подключенными к данной установке скважинами, на газовую и жидкую фазы, транспорта нестабильного конденсата на УКПГ-3 и обратной закачки осушенного высокосернистого газа, отделяемого на технологических линиях УКПГ-2 и КПК.

Установка ГП-2 включает в себя две идентичные технологические линии производственных сепараторов и линии с двумя параллельно установленными тестовыми сепараторами. После сепарации, газ поступает в гликолевый абсорбер для осушки путем поглощения воды триэтиленгликолем (ТЭГ). Выделившийся из сепараторов нестабильный конденсат направляется на установку комплексной подготовки газа УКПГ-3 для дальнейшей переработки.

Продукцией УКПГ-2 является осушенный в абсорбере кислый газ, содержащий сероводород (H2S) и углекислоту (CO2), который подается на компрессорную станцию для обратной закачки газа в пласт, и нестабильный конденсат, выделившийся во входных сепараторах УКПГ-2, и поступающий на УКПГ-3 по трубопроводу.

Технологический процесс УКПГ-2 характеризуется непрерывностью и законченностью технологического цикла. Технологические объекты и сооружения УКПГ-2 согласно СНиП 90-81 относятся к категории взрывоопасных производств, а технологические площадки и оборудование по ПУЭ относятся к категориям В-1а и В-1г.

На рисунке 2.2.4 представлена технологическая схема УКПГ-2.

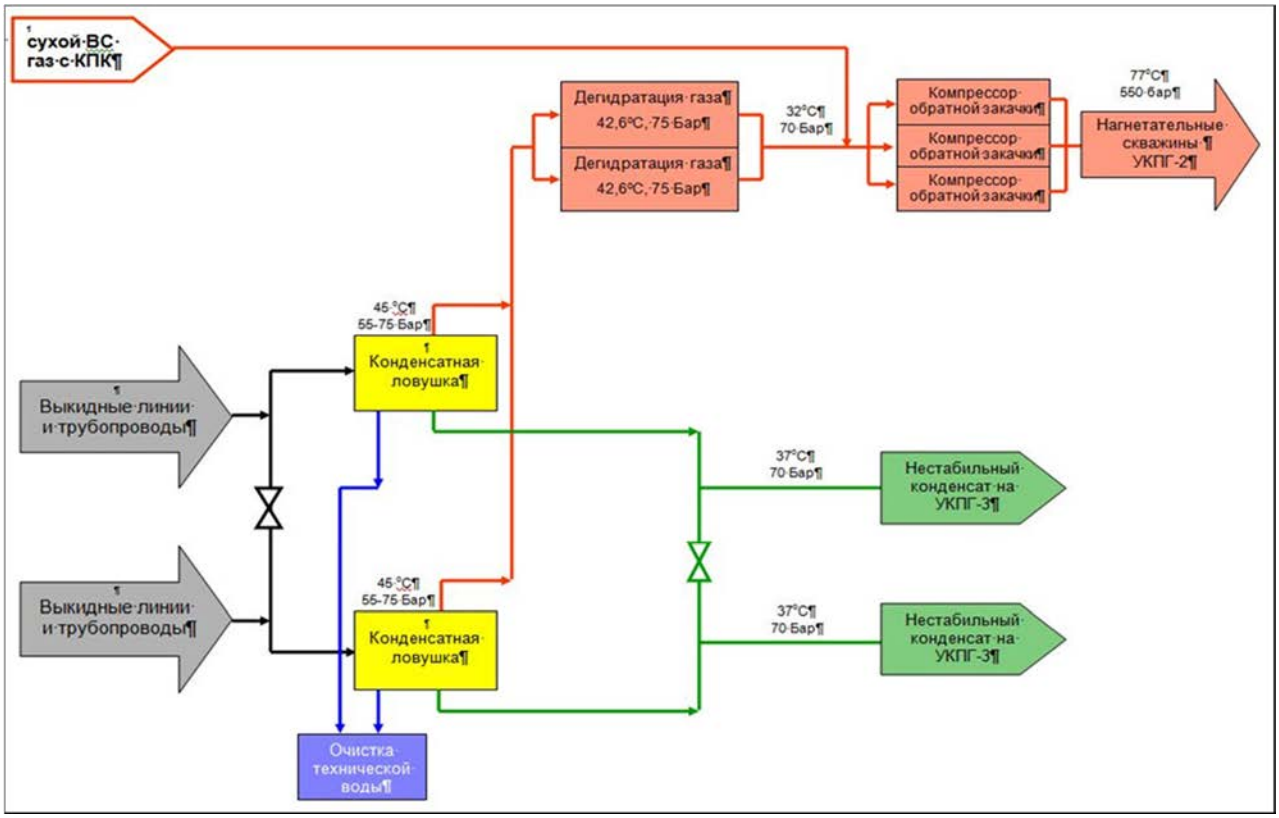


Рисунок 2.2.4. Технологическая схема УКПГ-2

Источники образования сточных вод на УКПГ-2

Попутно добываемая вода является одной из составляющих фаз, получаемых на УКПГ-2. Она отделяется в сепараторах, в Установке Регенерации Гликоля/Закачки химреагента и Установки Сжатия Газа Дегазации (Техрегламент на установку УКПГ-2). Перед обратной закачкой в скважины на Полигон №1 вода поступает на очистку на Установку 2-562, где производится ее очистка от нефтепродуктов, взвешенных веществ и сероводорода.

2.2.4. Комплекс утилизации отходов (Экоцентр)

Технологический комплекс, включающий в себя производственные объекты основным направлением которых является переработка твердых и жидких отходов, образуемых в результате бурения, добычи нефти и газа, с целью предотвращения их вредного воздействия на окружающую среду. После того, как отходы проходят все стадии переработки они направляются на полигон для размещения.

На установках, входящих в состав КУО, перерабатывается более 40% отходов, образующихся на предприятии.

Ниже приведено краткое описание объектов Экоцентра, на которых происходит обработка отходов месторождения.

Установка Термомеханической Обработки Шлама (УТОШ) – предназначена для обработки загрязненных нефтепродуктами отходов бурения, таких как: буровой шлам на нефтяной основе (НБШ), твердая фракция отработанного бурового раствора на нефтяной основе (НБР) после восстановления НБР на заводе буровых растворов, загрязненный грунт, собранный после разливов НБР.

Основным оборудованием установки являются:

– Установка подачи сырья, включающая загрузочный бункер и гидравлический насос;

- Конвейеры первичного и вторичного охлаждения;
- Молотковая мельница;
- Циклон;
- Масляный скруббер;
- Конденсаторы нефти и пара;
- Мельница регидратации.

После переработки шлама, на УТОШ получают три продукта:

- Нефтяная основа бурового раствора (Lamix 30) (примерно 15% вес.);
- Восстановленная вода (примерно 15%);
- Твердая фаза (примерно 70%).

Нефтяная основа вывозится на ЗБР для повторного использования. Вода, полученная в процессе переработки на УТОШ, используется для регидратации или направляется на УОЖО для дальнейшей обработки.

Завод Буровых Растворов (ЗБР) – На Заводе Буровых Растворов готовятся растворы для бурения скважин на водной (ВБР) и нефтяной основе (НБР), а также рассолы для заканчивания и капитального ремонта скважин. Завод включает в себя емкости для замешивания и хранения буровых растворов, участок хранения сухого материала, оборудование по обработке буровых растворов, трубную обвязку, насосы и компрессоры. На ЗБР предусмотрено следующее оборудование и места хранения:

- Склад для хранения химикатов, реагентов и полимеров;
- Силосные резервуары для хранения НБР, ВБР, технической воды, нефтяной основы (Lamix 30) и барита;
- Емкости для замешивания с агитатором для смешивания химикатов и приготовления растворов;
- Центрифуга и вибросито для облегчения растворов.

Установка по переработке Жидких Отходов (УОЖО). Технологические жидкости, такие как рассолы, и буровые растворы на водной основе (ВБР) которые после многократного применения уже не могут быть обработаны и повторно использованы на буровой, классифицируются как жидкие отходы и транспортируются на УОЖО. Эти отходы перевозятся с помощью автоцистерн, а затем размещаются в емкостях УОЖО. Жидкость из вышеперечисленных источников может иметь различный состав с широким диапазоном загрязнителей, таких как твердые частицы, сырая нефть, отходы бурения и производственные химреагенты.

УОЖО использует ряд передовых технологий для обработки жидких отходов, таких как флокуляция и осаждение, дегидратация, сепарация нефтесодержащей воды, флотация, фильтрация.

Вращающаяся Печь – установка предназначена для сжигания углеводородов, содержащихся в различных видах отходов.

Установка ВП включает в себя:

- Узел питания;
- Блок первичной обработки;
- Узел смесителя;
- Узел промывки;

- Пылеуловитель;
- Блок вторичной обработки;
- Узел распыления промывочных вод и охлаждения;
- Узел очистки;
- Узел вытяжки.

Печь общего назначения (ПОН) – предназначена для термического обезвреживания и уничтожения отходов. Технология термического обезвреживания позволяет сократить первоначальный объем коммунальных, медицинских, промышленных отходов на 90-95%.

Печь общего назначения включает в себя;

- Камеры первичного и вторичного сгорания;
- Отстойник;
- Пневматические, промывочные насосы;
- Вентиляторы;
- Конвеер обеззоливания;
- Установку нагнетания извести;
- Резервуар для хранения технической воды;
- Фильтровальную установку;
- Установку умягчения воды;
- Установку обратного осмоса.

Установка сегрегации отходов – предназначена для сортировки промышленных и коммунальных отходов КПО б.в. Она позволяет сократить потоки отходов, поступающих на захоронение, выделить ценные компоненты для повторного использования: бумагу, текстиль, пластмассовые бутылки, стекло, полиэтилен, черные и цветные металлы. УС также необходима для правильной организации работы ПОН (формирование оптимального состава для сжигания), а также с целью предотвращения попадания в ПОН предметов, которые могут привести к повреждению огнеупорной обшивки печи.

Установка Сегрегации отходов относится к опасному производственному объекту КПО на КНГКМ и располагается в отдельно стоящем здании на территории КУО. В помещении УС имеются хозяйственно-бытовые помещения, сортировочный модуль, производственные помещения.

Чеки 35 А и 35 Б - представляют собой заглубленные карты с размерами в плане 87х138 м, глубиной 6 м; заложение внутренних откосов – 1:3,5. Для исключения фильтрации из карт складирования отходов предусмотрено устройство двухслойного полимерного противофильтрационного экрана.

Сейчас на чеки 35 А/Б направляются такие жидкие отходы, как отработанный буровой раствор на водной основе, отработанный рассол после КРС, жидкие отходы ЗБР и УОЖО. Первоначально жидкие отходы попадают в один из чеков 35 А/Б. Здесь происходит первичное осаждение твердой фракции буровых пород, содержащихся в жидких отходах во взвешенном состоянии. Из первого чека 35 А/Б жидкая фракция периодически перекачивается в другой чек 35 А/Б. В процессе перекачки жидкая фракция дополнительно обрабатывается с применением вибросит и центрифуги.

С наступлением теплого сезона процесс испарения воды из чеков 35 А/Б искусственно усиливается. Для этого используется специальная система, обеспечивающая увеличение площади испарения за счет непрерывной подачи воды на бетонные стенки чека. На поверхности воды в чеках 35 А/Б монтируют плавающие трубы, имеющие ряд небольших

отверстий, через которые вода из чека под давлением выбрасывается в виде легкого тумана на высоту 1,5-2 м, что усиливает ее испарение.

В настоящий момент применяются испарительные установки Tempest-1600, Tempest-400, имеющие другой принцип испарения за счет запатентованных распылителей, создающих мелкодисперсный водяной туман, который, в свою очередь, испаряется под действием контакта с нагнетаемым «сухим» воздухом.

*Чеки 31 и 32 - д*ождевые и талые воды с незагрязнённой территории Экоцентра по внутриплощадочной сети самотеком поступают в приемный колодец и далее вначале в первый пруд-накопитель (Чек 31), и после отстаивания поступают во второй пруд-накопитель очищенных дождевых вод (Чек 32).

Пруды-накопители (чек 31 и 32) выполнены в выемке. Заложение внутренних откосов – 1:1,5; глубина составляет 6,0 м, в том числе полезная - 5,0 м. Размеры в плане одного пруда-накопителя – 45х42 м, полезная емкость двух прудов-накопителей 6800 м^3.

Во избежание фильтрации (утечек) днище и откосы чеков покрыты бетонными плитами, под которыми для гидроизоляции имеется двухслойный полимерный водонепроницаемый экран.

Для контроля за протечками через полимерный экран установлены контрольные колодцы (по одному в каждом пруду-накопителе).

Полигон по захоронению твердых промышленных отходов КУО - (в дальнейшем - Полигон) предназначен для захоронения опасных отходов производства КНГКМ, в том числе отходов бурения. Полигон представляет собой площадку прямоугольной формы со следующими размерами: около 850 м в длину и 700 м в ширину. Полигон состоит из отдельных ячеек, каждая из которых имеет размеры 100х63х4,5 (м).

В настоящее время построено 24 ячейки объемом 7 500 м^3 каждая, закрыты – 12 ячеек. в 2019 году планируется закрытие 3-х ячеек.

Ячейки оборудованы системой сбора и удаления инфильтрата. На дне ячеек устроен противофильтрационный экран, состоящий из слоя утрамбованной глины толщиной 1 м с коэффициентом проницаемости 10^{-8} см/с и слоя геомембраны из полиэтилена повышенной плотности.

В период укладки отходов в ячейки полигона в колодцы, которыми оборудована каждая ячейка, собирается ливневая вода, прошедшая через слой отходов, так называемый инфильтрат. Инфильтрат откачивается и направляется на УОЖО для очистки и обратной закачки в скважины. Излишки инфильтрата могут собираться в еще незаполненные отходами ячейки Полигона для последующего их естественного (или принудительного) испарения в теплый период года.

В летний период инфильтрат может использоваться повторно в целях сокращения пылеобразования при разгрузке и уплотнении отходов в ячейках. Как правило, качество инфильтрата таково, что делает невозможным никакое другое его использование.

Для того, чтобы избежать эрозии почвы и последующего нарушения насыпей для удаления дождевых вод с ячеек после покрытия изолирующего слоя предусмотрена система сбора и отведения дождевых вод в пруд-накопитель, расположенный на территории полигона.

Пруд-накопитель Полигона отходов - имеет 2 секции и, имеет противофильтрационный экран во избежание проникновения воды в почву, защищенный от механических повреждений слоем глины. Размеры в плане 31 м х 100 м, высота 1,5 м. Рабочий объем составляет 3600 м^3.

Схема системы сбора следующая: в покрывающем слое система перфорированных труб (из полиэтилена высокой прочности диаметром 200 мм) собирает дождевую воду и выводит

наружу в верхнюю часть насыпи к системе каналов из сборных железобетонных секций. Далее дождевая вода через каналы из железобетона, состоящих из двух разных типов секций поступает во вспомогательные дренажные трубы. Затем, все вспомогательные трубы, идущие с разных ячеек, подсоединены к первичному коллектору (бетонные секции канала размером до 1180 х 880 мм), по которой дождевая вода перемещается в пруд-накопитель.

Для сбора дождевой воды с ближайших дорог и с внешних участков полигона предусмотрен канал, вырытый в грунте (шириной 2 метра и глубиной 1,5 метра с перфорированными решетками в форме трапеций), который проходит вокруг всей территории полигона.

Источники образования сточных вод на Экоцентре

Основными источниками сточных вод на Экоцентре являются чеки 31 и 32, куда направляются дождевые и талые воды с незагрязненной территории Экоцентра, и пруд-накопитель Полигона по захоронению твердых промышленных отходов.

Отстоянные дождевые воды из чеков 31 и 32 могут использоваться:

- повторно на установках Экоцентра (ЗБР, УОЖО) при соответствии технологическим требованиям и, при необходимости, после очистки на УОЖО;
- при соответствии стандартам качества, отраженным в «Технологическом регламенте по вторичному использованию сточных вод КНГКМ, НПС Большой Чаган и Терминала Атырау на 2018-2022 гг.», могут использоваться для пылеподавления.

Отстоянные дождевые воды из пруда-накопителя могут использоваться:

- для увлажнения твердых отходов на полигоне;
- на очистку и повторное использование на установках Экоцентра.

Кроме того, сточные воды образуются на Установке очистки жидких отходов (УОЖО). Здесь образуются сточные воды в результате переработки отработанных буровых растворов на водной основе, рассолов, нефтесодержащей воды из Отдела скважинных операций. Кроме того, сюда поступают сточные воды с УТОШ, ПОН, ВП. Образовавшиеся на УОЖО сточные воды используются повторно для приготовления рассола для скважинных операций, избыток направляется на Установку очистки сточных вод КПК для последующей закачки в подземные горизонты.

2.2.5. Скважинные операции

Скважинные операции – структурное подразделение КПО б.в., основным видом деятельности которого является бурение новых, реконструкция старых скважин (углубление), и проведение бесстаночных операций (очистка продуктивного пласта, освоение после КРС и др.) на скважинах.

Период строительства скважины составляет до 6 месяцев, период КРС составляет от 1 месяца до 3 месяцев. На объектах предусмотрена круглосуточная работа.

Технологией проведения буровых работ предусматривается рациональное использование сырьевых ресурсов. Применение комплекса очистки буровых шламов позволяет разделить буровые отходы на жидкую и твердую (пастообразную) фракции. Твердая (пастообразная) – это буровой шлам. Жидкая фракция – это очищенный буровой раствор, который, соответственно компонентному составу, используется повторно.

После окончания строительства скважин и КРС отработанные буровые шламы на нефтяной и водной основе, буровые растворы и рассолы цистернами вывозятся на Экоцентр для переработки и вторичного использования.

2.3 СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ СХЕМЫ СБОРА, ПОДГОТОВКИ/ОЧИСТКИ И ТРАНСПОРТИРОВКИ ПРОМСТОЧНЫХ ВОД

2.3.1. Карачаганакский перерабатывающий комплекс

В процессе подготовки газоконденсатной смеси на КПК образуются виды сточных вод, перечисленные в разделе 2.2.1, которые направляются на закачку в подземные горизонты.

Для подготовки образующихся сточных вод для обратной закачки в подземные горизонты на КПК предусмотрены следующие установки: UNIT 6-550 (система водных стоков с высоким содержанием солей, предназначена для нейтрализации отработанного каустика с установки очистки газолина, сбора отработанной воды из системы деминерализации воды UNIT 6-530); UNIT 6-590 (система сброса производственно-дождевых нефтесодержащих вод с пруда отстойника, а также разбавления и деаэрации стоков перед подачей на установку очистки технологической воды UNIT 6-562); UNIT 6-562 (собственно система очистки технологической воды).

Ниже приводится описание Установки очистки технологических стоков.

Система очистки технологической воды (установка 562) предназначена для очистки производственных сточных вод. Попутно-пластовая вода с тестового сепаратора и вода с обессоливателей установки стабилизации конденсата поступает в сепаратор нефти и воды. Такая модернизация была сделана в 2015 г. До этого смесь пластовой воды и воды с обессоливателей установки стабилизации конденсата подавалась в испарительную емкость. Принципиальная технологическая схема очистки технологической воды приведена на рис. 2.3.1.1

Система очистки технологической воды (установка 562) предназначена для очистки производственных сточных вод. Попутно пластовая вода с тестового сепаратора (установка 5-200) и вода с обессоливателей установки стабилизации конденсата (установка 5-210) поступает в сепаратор нефти и воды 6-562-VA-09. Такая модернизация была сделана в 2015 г. До этого смесь пластовой воды и воды с обессоливателей установки стабилизации конденсата подавалась на в испарительную емкость 6-562-VA-01. После модернизации 2018 г. в сепаратор нефти и воды 6-562-VA-09 также направляется поток воды, отделенный на трехфазных сепараторах 5-202-VQ-03 и 5-202-VQ-04.

Отделенная в процессе производства вода с установки осушки топливного газа 5-340, установки очистки топливного газа 5-339, установок осушки высокосернистого газа СД и НД (установки 341/343), установок рекомпримирования кислого газа 5-360A/B и газа дегазации 5-362ABC, системы водных стоков с высоким содержанием солей 6-550 поступает в испарительную емкость 6-562-VA-01.

Объединенная вода из сепаратора нефти и воды и испарительной емкости сначала проходит через сепаратор с наклонными пластинами, где удаляется большая часть увлеченных капель нефти.

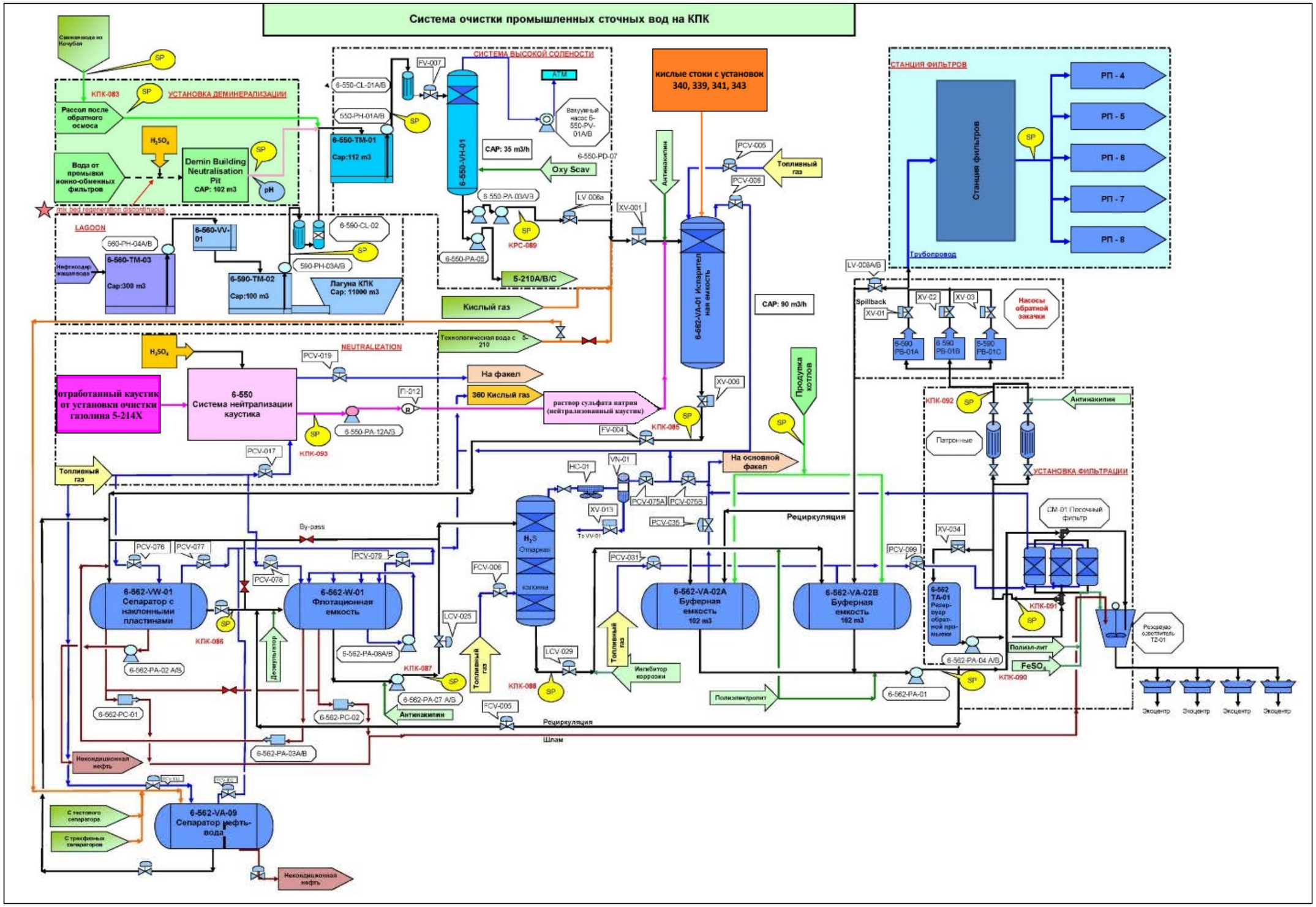


Рисунок 2.3.1.1. Технологическая схема очистки технологической воды на установке подготовки сточных вод КПК для закачки

Сепаратор с наклонными пластинами (6-562-VW-01) работает под подушкой топливного газа, где избыточный газ направляется на приемную линию рекомпрессора кислого газа, а сточная вода (содержание нефти = 200 част/млн.) со дна емкости поступает под контролем уровня в флотационную емкость (6-562-VV-01).

Деэмульгатор закачивается для разделения воды и нефти. Вода смешивается с топливным газом во внутреннем индукторе. В сточной воде увлеченный газ поднимается в виде маленьких пузырьков, сталкиваясь с каплями остатков нефти; нефтяная пена оседает на верху воды и переходит через водослив в отстойник нефтесодержащей воды, располагаемый в конце емкости, откуда производится обратная закачка нефтесодержащей воды насосами рециркуляции нефтесодержащей воды (6-562-PA-03A/B) в сепаратор с наклонными пластинами.

Сточная вода (содержание нефти = 20 част/млн.) выходит из флотационной емкости выделившегося газа и закачивается (с помощью 6-562-PA-07A/B) под контролем уровня в отпарную колонну высокосернистой воды (6-562-VE-01). В отпарной колонне происходит противоточное взаимодействие сточной воды с очищенным топливным газом, поступающего из системы распределения топливного газа НД. Очищенным топливным газом производится удаление сероводорода, который направляется с верха отпарной колонны в приемную линию рекомпримирования кислого газа.

Вода, очищенная и освобожденная от нефти (содержание H2S < 50 мг/л), направляется со дна отпарной колонны в одну из двух буферных емкостей технологической воды (6-562-VA-02 A/B), откуда производится закачка воды (насосами 6-562-PA-01A/B/C) на песочные фильтры (6-562-CM-01 A/B/C), которые удаляют частицы размером больше 15-20 микрон. Далее поток поступает на патронные фильтры (6-562-CM-02 A/B), где осуществляется удаление частиц крупнее 1 микрона, и вода подается в систему обратной закачки технологической воды.

Конструкция песочных фильтров позволяет обработку полного расчетного расхода двумя фильтрами, тогда как третий задействован в обратной промывке. Продувка слоев осуществляется топливным газом (часть цикла обратной промывки), чтобы не допустить наличия кислорода в воде.

Резервуар обратной промывки 6-562-TA-01 заполняется небольшой частью отфильтрованной воды (расчетный расход – 3 $м^3$/ч при полной мощности). Насосы обратной промывки фильтров 6-562-PA-04A/B (рабочий/запасной) перекачивают очищенную воду из 6-562-TA-01 через очищаемый фильтр в резервуар осветленной воды 6-562-TZ-01. После обратной промывки производится закачка полиэлектролита для осаждения твердых частиц из воды обратной промывки и FeSO4 (ион сульфата) для удаления остаточного сероводорода.

В связи с тем, что в настоящее время центрифуга по очистке воды обратной промывки не функционирует, вода обратной промывки из резервуара осветленной воды 6-562-TZ-01 перекачивается в четыре емкости SKIP. При наполнении емкостей SKIP вода и образуемый осадочный шлам вывозятся на Экоцентр. Вода направляется для очистки на установке УОЖО, а осадочный шлам для обезвреживания. После очистки вода вновь поступает в лагуну КПК, а затем направляется на закачку на Полигон №2.

Очищенная технологическая вода поступает из блочной установки фильтрования технической воды 6-562-XX-01 на прием насоса обратной закачки технической воды 6-590-PB-01 A/B/C, который обеспечивает доставку воды на Полигон №2.

От КПК очищенная технологическая вода перекачивается на Полигон №2 по водоводу, соединяющему КПК и скважины РП-4, РП-5. Длина водовода КПК – скважина РП-4 составляет 4992 м. Трубопровод относится к классу F11/2500. Выполнен из бесшовных

труб, изготовленных из стали марки Х60, в соответствии со стандартом API 5L. Трубопровод уложен в траншею на глубине 2,5 м. Диаметр трубопровода – 6 дюймов (168 мм), толщина стенки – 14,3 мм.

В 2013 г. была построена единая станция фильтров, где на фильтрах 4-510-CL-02 A/B происходит дополнительная очистка промстоков поступающих из КПК через скважину РП-4 (рис. 2.3.1.2-2.3.1.4). После очистки стоки направляются обратно на закачку в скважину РП-4 либо далее на скважину РП-5 (рис. 2.3.1.2, 2.3.1.5). Скважина РП-5 также соединена с устьем скважины РП-8 через удаленную станцию запорной арматуры. Длина водовода от РП-4 до скважины РП-5 составляет 1146 м. Согласно рабочему проекту, после поступления промстоков от КПК через РП-4 и очистки на станции фильтров, далее промстоки направляются по 6’’ трубопроводу на закачку в РП-6 (840 м) или на скважину РП-7 (440 м). Расчетное давление новых трубопроводов равно 207 бар, рабочая температура от (-45) до (+60) град.С. Трубопровод уложен в траншею на глубине 2,5 м. Все трубопроводы от станции фильтров испытаны давлением 311 бар в течение 24 часов. На все трубопроводы имеются соответствующие паспорта.

Территория станции фильтров запроектирована в ограждении размером 36 м на 17 м. На площадке станции фильтров расположены следующие сооружения: фундамент для фильтров; панель УР и силовой щит; мачта освещения; платформа устья скважины; ж/б плиты для подземных трубопроводов; стойка с ветровым конусом; локальный дренажный резервуар.

Параллельно существующему внутрипромысловому 6” трубопроводу осуществлена прокладка нового 10” трубопровода обратной закачки для увеличения объема обратной закачки воды и обеспечения раздельного режима эксплуатации 6” и 10” трубопроводов. Например, перекачка технической воды осуществляется по 6” трубопроводу, а перекачка пластовой воды - по 10” трубопроводу. Наружный диаметр трубопровода 273 мм, толщина стенки 28,6 мм, расчетное давление 234 бар. Рабочее давление - 130-186 бар. Глубина заложения 2,5 м

С 2021 г. на КПК частично стабилизированный конденсат от УКПГ-3, поступает на участок 202 и подается напрямую в сепараторы-разделителя НД 5-202-VQ-01/02, куда также поступают сырье (жидкие углеводороды и пластовая вода) с тестового сепаратора, с сепаратора СД. Далее поток направляется на новые 3-х фазные сепараторы (5-202-VQ-03/04), откуда отделенная вода направляется в систему подготовки сточных вод КПК (участок 562) и далее закачивается в скважины Полигона №2.

В соответствии с Технологическим регламентом на КПК, 2020 г. [113] содержание подлежащих очистке веществ после очистных сооружений должно быть следующим: взвешенные вещества - 10 мг/л; количество нефтепродуктов - 20 мг/л; содержание H_2S – 50 мг/л.

Существующее положение (объемы образования, химический состав сточных вод) и прогноз образования промышленных сточных вод, направляемых на Полигон №2, приведены ниже в разделе 2.6.

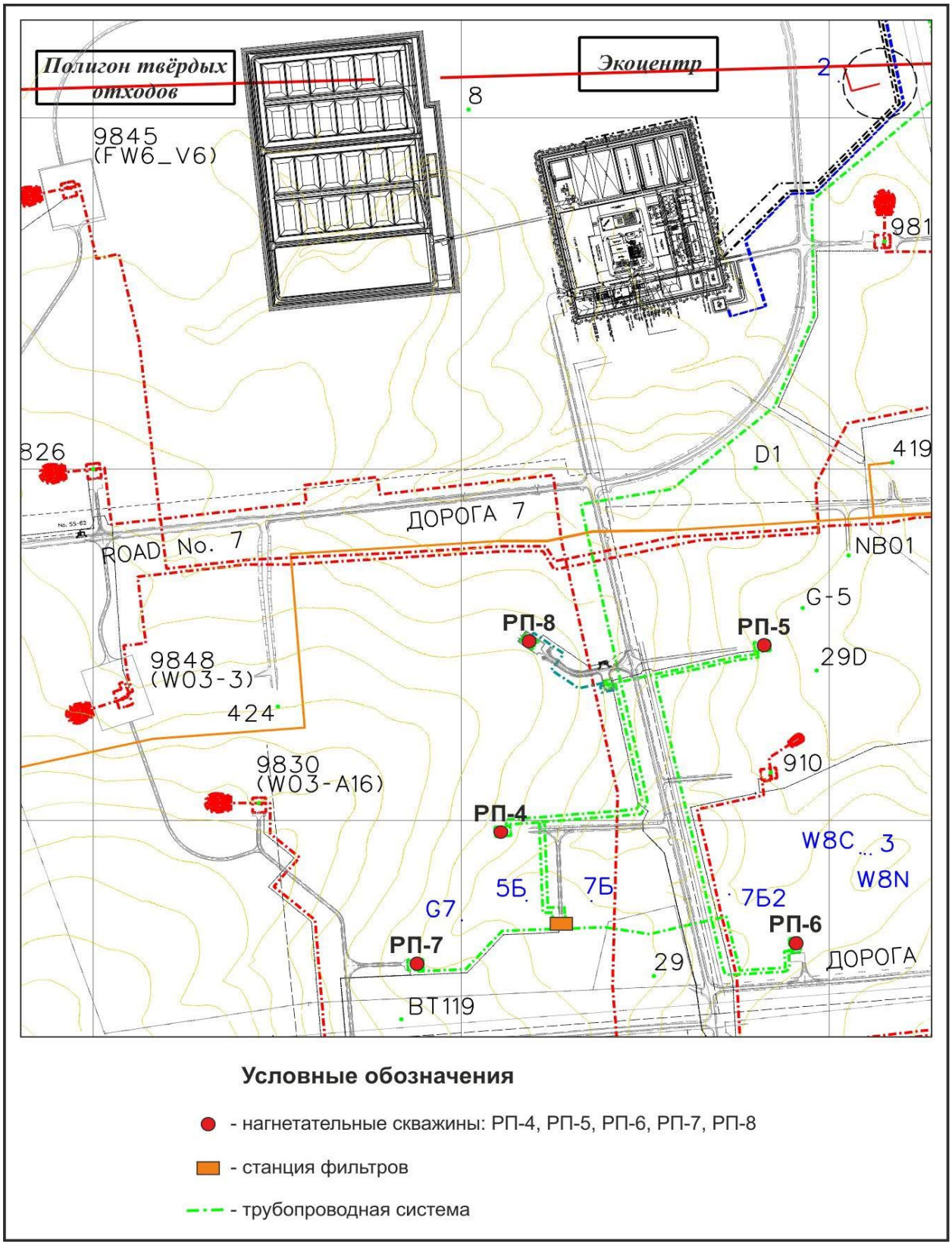


Рисунок 2.3.1.2. Схема расположения станции фильтров, нагнетательных скважин и трубопроводной системы Полигона №2

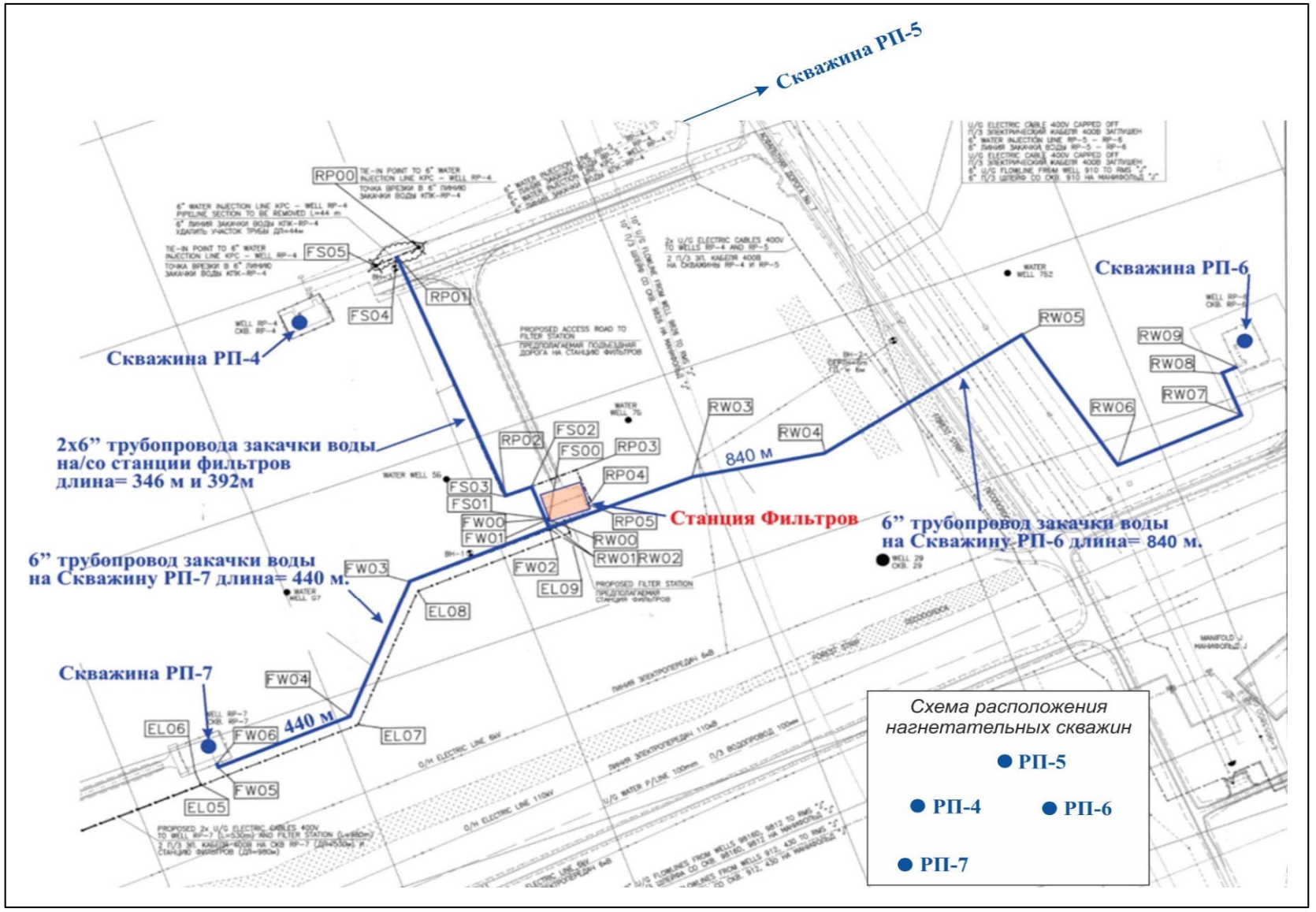


Рисунок 2.3.1.3. Схема расположения Станции фильтров и нагнетательных скважин на полигоне КПК

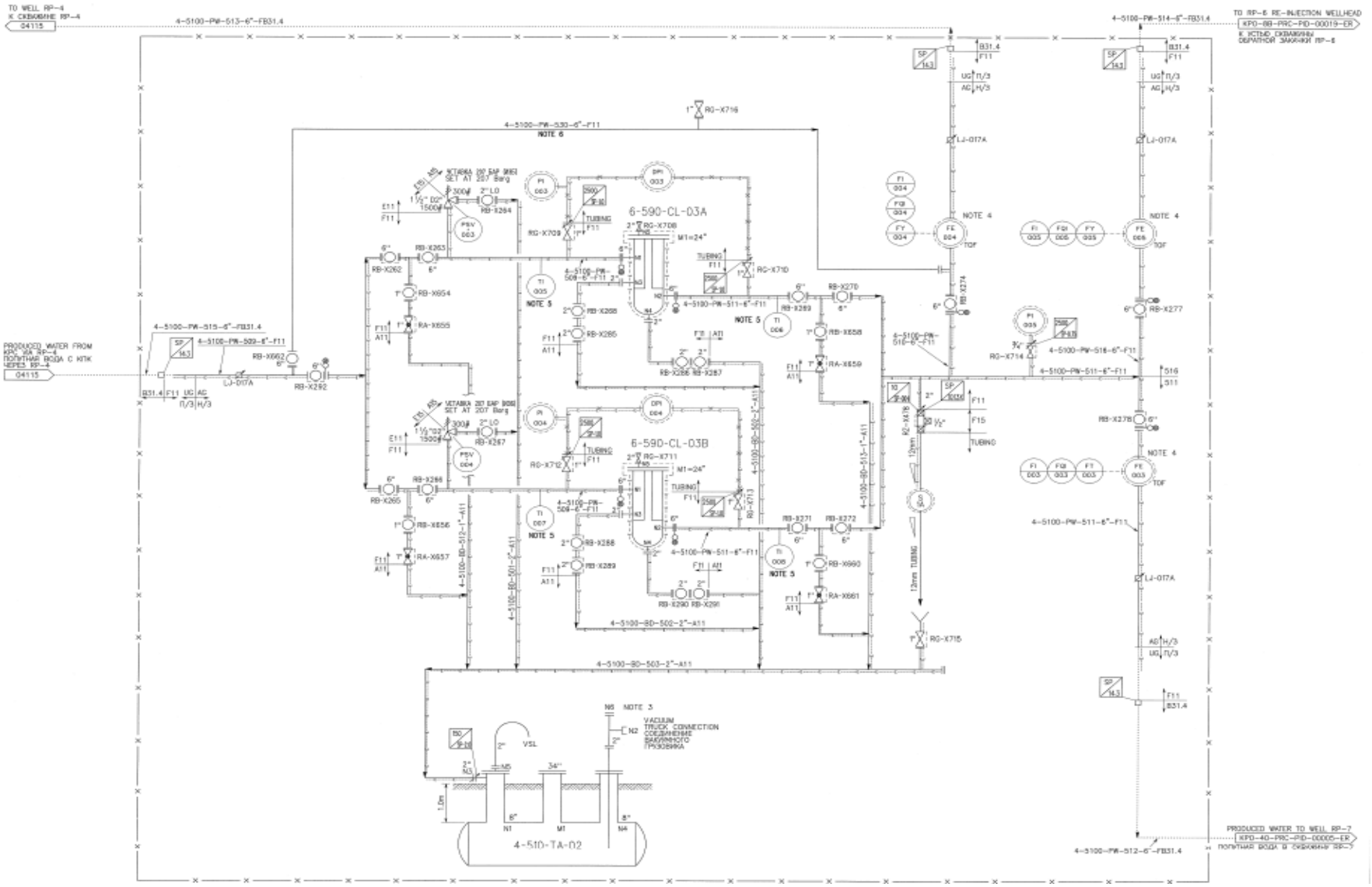


Рисунок 2.3.1.4. Станция фильтров КПК

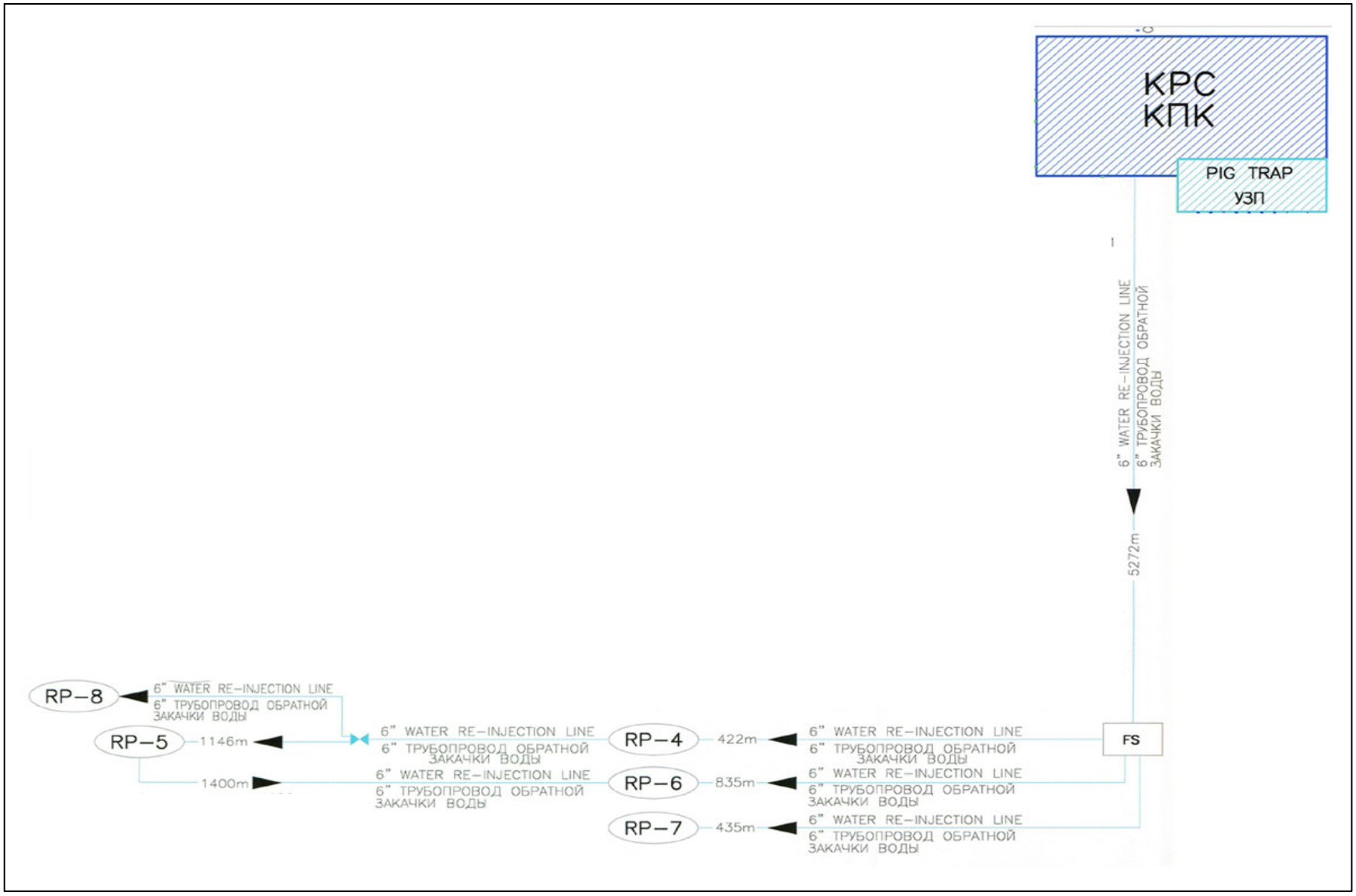


Рисунок 2.3.1.5. Схема закачки промстоков в нагнетательные скважины

2.3.2. Установка комплексной подготовки газа УКПГ-2

На установке УКПГ-2 образуются два основных вида сточных вод: высокосернистая попутно-пластовая вода от сепаратора и высокосернистая технологическая вода после установок осушки газа. Вода перед обратной закачкой в скважины для предотвращения внутренней коррозии и образования накипи поступает на очистку на Установку 2-562.

Попутно добываемая вода отделяется в сепараторах и в Установке Регенерации Гликоля.

Объединенный поток технологической воды вначале подаётся в испарительную камеру (рис. 2.3.2.1), предназначенную для сброса газа, растворенного в сернистой воде, в Коллектор Факела НД. Затем из испарительного барабана вода попадает в сепаратор с внутренними наклонными пластинами, где происходит отделение нефти от воды. Отделенная нефть направляется в резервуар некондиционной нефти.

Сернистая вода из сепаратора с наклонными пластинами поступает в аппарат газовой флотационной очистки, в котором происходит дальнейшая очистка воды от нефти. На выходе из флотационной камеры содержание нефти не должно превосходить 20 мг/дм^3.

Сернистая вода, поступающая из флотационной камеры, направляется в отпарную колонну, которая предназначена для удаления из воды содержащегося в ней сероводорода (H_2S). В ней происходит обессеривание сточных вод в результате обработки потока воды противоположно направленным потоком обессеренного топливного газа. Отделённый сернистый газ из конденсатора поступает в технологическую линию на компрессоры газа мгновенного испарения. Обезжиренная и обессеренная вода с донной части отпарной колонны подается в буферный резервуар технологической воды, откуда насосами подаётся на патронные фильтры, где из воды удаляются твердые частицы, размер которых превышает 20 микрон.

Подготовленная к закачке в пласт технологическая вода с помощью насосов обратной закачки технологической воды перекачиваются через станцию фильтров в скважины РП-1 и РП-3, расположенные на участке Полигона №1. Ранее до конца 2020 г. сточные воды с УКПГ-3 также подавались на эту же станцию фильтров. С 2021 г., как уже было сказано, через станцию фильтров подаются только сточные воды с УКПГ-2.

В соответствии с Технологическим регламентом установки УКПГ-2 (2018 г.) [111] содержание подлежащих очистке веществ после очистных сооружений должно быть следующим: взвешенные вещества - не более 10 мг/л; нефть в воде - не более 20 мг/л; содержание H_2S - не более 50 мг/л.

Объемы образования промсточных вод на УКПГ-2 и их качество до очистки и после будут рассмотрены в разделе 2.6.

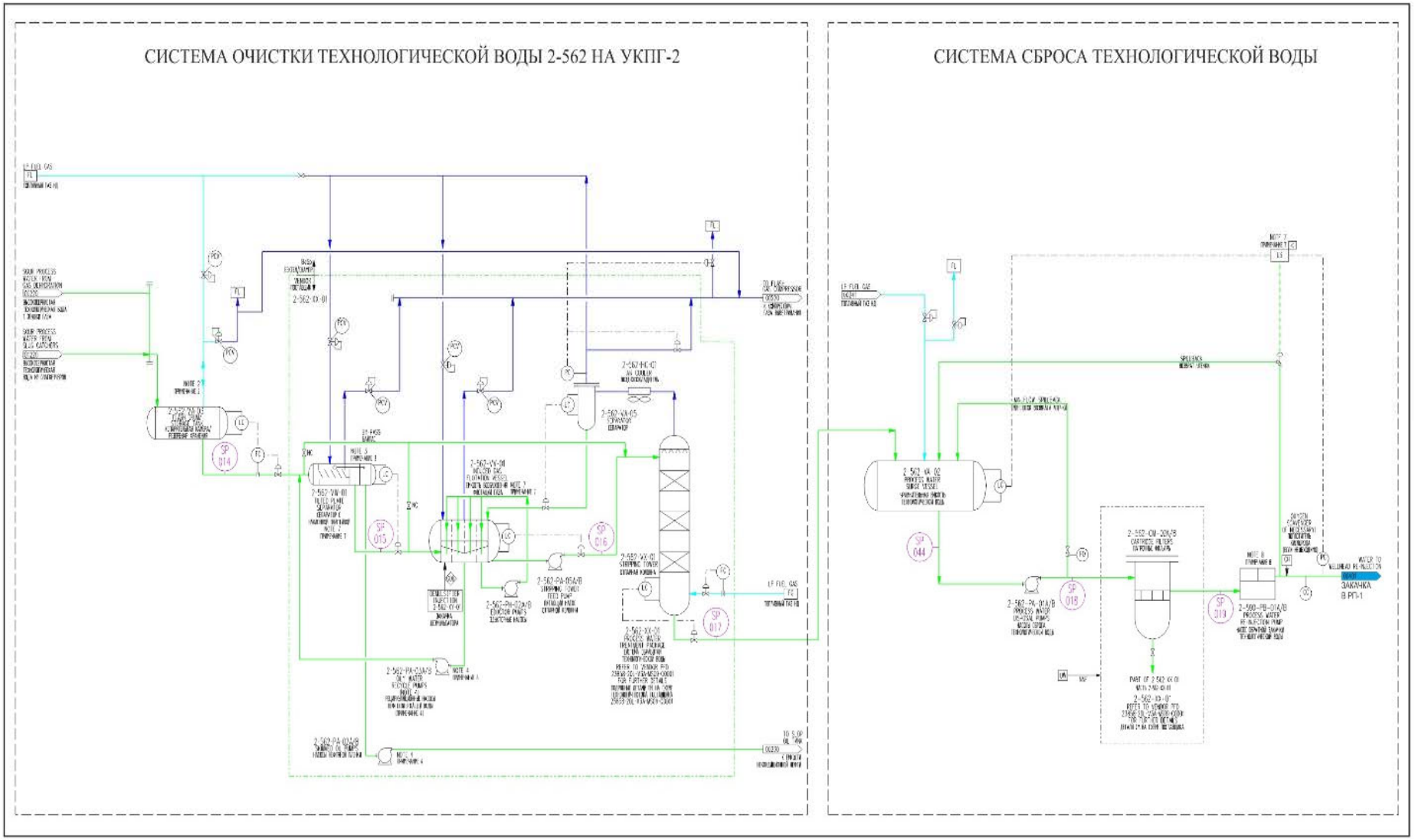


Рисунок 2.3.2.1. Система очистки технологической воды на УКПГ-2

2.4. ИСТОРИЯ ПОЛИГОНОВ

2.4.1. История разведочных работ участков полигонов закачки, проектных работ, согласований с госорганами

Проблема захоронения промсточных вод на Карачаганакском месторождении возникла еще в восьмидесятые годы прошлого столетия. Для ее решения в 1981 г. институтом «Волго-УралНИПИгаз» было составлено геолого-гидрогеологическое обоснование подземного захоронения промстоков в глубокие водоносные горизонты и выданы рекомендации по проведению поисковых работ в толще надсолевых отложений. В 1982 г. был составлен проект на постановку разведочного бурения и была пробурена первая разведочно-эксплуатационная скважина РП-1, которая эксплуатируется до настоящего времени. В 1990 г. на созданном Полигоне №1 были пробурены еще две нагнетательные скважины – РП-2 и РП-3, которые не были введены в эксплуатацию по причине их малой приемистости, а потому были переданы в наблюдательную сеть. Скважина РП-2 используется как наблюдательная до настоящего времени, а скважина РП-3 с середины 2013 г. стала эксплуатироваться как нагнетательная. Примерно с 1992 г. до 2000-2003 гг. закачка промстоков на полигоне производилась с весьма небольшими объемами – порядка 0,5-2,0 тыс. м^3/год. В этот же период отмечалось плановое увеличение объемов добычи УВС на КНГКМ, что привело к резкому увеличению прогнозируемых объемов стоков, требующих захоронения. В этот же период отмечалась слабая перспектива Полигона №1, а потому в 2000-2007 гг. были проведены предварительные и детальные геолого-гидрогеологические разведочные работы на участке Полигона № 2, которыми была обоснована возможность захоронения дополнительных прогнозируемых объемов промышленных сточных вод на КНГКМ [50, 83] (Книга 2. Приложение 4).

В период проведения разведочных работ между Комитетом геологии и недропользования МЭМР РК и КПО Б.В. был заключен Контракт на строительство и эксплуатацию подземных сооружений – «Закачка сточных вод (жидких отходов) КНГКМ в недра» №046 от 14 июня 2006 г. В последствии во исполнение Соглашения об урегулировании, заключенного между Республикой Казахстан и Подрядчиком 14 декабря 2011 года (Разделы 10.5.1 и 10.5.2, Приложение Б) и утвержденного Постановлением Правительства РК от 13 декабря 2011 года №1525, Комитет геологии и недропользования МИНТ РК и Карачаганак Петролеум Оперейтинг б.в. – Казахстанский филиал 8 июня 2012 года подписали Соглашение о расторжении Контракта на строительство и эксплуатацию подземных сооружений - Закачка промышленных сточных вод Карачаганакского НГКМ в недра, №046 от 14.06.2006 года. Взамен Комитет геологии и недропользования МИНТ РК выдал **Разрешение на строительство и эксплуатацию подземных сооружений,** не связанных с разведкой и добычей – Закачка промышленных сточных вод Карачаганакского НГКМ в недра, № 007 от 8 июня 2012 года (Разрешение на закачку – Книга 2. Приложение 3). Согласно протоколу заседания Рабочей группы КГиН МИНТ РК от 7 июня 2012 года, Уточненная рабочая программа к Контракту на закачку № 046 от 14.06.2006 г. и Горные отводы на полигоны ПЗП №1 и №2 переоформлены на Разрешение на закачку в качестве обязательных приложений (Книга 2. Приложение 9). Уточненной Рабочей программой на период с 2010 г. по 2037 г. был определен лимит объемов закачки на Полигоне №1, который составил 20,0 тыс. м^3/год на протяжении всего срока эксплуатации. Для Полигона №2 был установлен лимит объемов закачки в количестве 886,6 тыс. м^3/год на 2015-2019 гг. с последующим снижением лимита до 823,0 тыс. м^3/год на 2020-2024 гг.

По окончании разведочных работ на Полигоне №2, был разработан Проект закачки промсточных вод для обоих полигонов (2008 г.) и ОВОС к нему [98] (Состав проекта по полигону №2 приведен в табл. табл. 2.4.1). Проект был согласован в соответствующих госорганах **(**Протокол заседания Рабочей группы Комитета геологии и недропользования

Министерства энергетики и минеральных ресурсов РК от 24 июня 2008 г. – Книга 2. Приложение 5; Положительное заключение ГЭЭ, выданное МООС РК от 24.11.2008 г. № 03-1-1-10/10213 – Книга 2. Приложение 8; Санитарно-эпидемиологическое заключение №264, выданное ДКГСЭН МЗ РК по ЗКО от 23.05.08 г. № 8-7/477 – Книга 2. Приложение 6; Положительное Экспертное заключение № 336 на соответствие норм промышленной безопасности, выданное ТОО «Файкон Ltd» - Книга 2. Приложение 7.

Отчетом по результатам детальных разведочных работ и проектом закачки (2008 г.) было доказано, что пробуренные к моменту разработки проекта закачки на Полигоне № 2 разведочно-эксплуатационные скважины РП-4 и РП-5, в состоянии обеспечить закачку максимального суточного объема промстоков (1100 м^3/сут.). В 2007 г. была пробурена резервная нагнетательная скважина РП-6. В после проектный период в 2009 г. была пробурена нагнетательная скважина РП-7, которая в 2014 г. была переведена в нагнетательный фонд. В 2014 г. была пробурена скважина РП-8, которая использовалась как наблюдательная, а в ноябре 2017 г. была переведена в нагнетательный фонд. Еще в период проведения разведочных работ на участке Полигона №2 начался перевод скважин добывающего фонда, но утративших свое предназначение, в наблюдательный фонд скважин по отслеживанию воздействия закачки на триасовый горизонт. Вновь были пробурены наблюдательные скважины на юрский и неоген-четвертичный водоносные комплексы. То есть еще в период разведочных работ была создана репрезентативная сеть нагнетательных скважин. Таким образом, проектные решения 2008 г. относительно создания фонда нагнетательных и наблюдательных скважин были реализованы. Исключение составляло то, что проектом было запланировано бурение нагнетательных скважин (резервных) РП-9, РП-10, РП-11 ***при необходимости***. До настоящего момента такой необходимости не возникало.

Значительный рост, закачиваемых объемов промсточных вод, начиная с 2014 г. на Полигоне №1, превышающих лимитированные объемы, а также давностью сроков согласовательных документов, полученных к проекту закачки 2008 г. привел к разработке в 2019 г**. Дополнения №2 к проекту закачки** (корректировка проекта закачки). С августа 2014 г. фактические объемы промышленных стоков, закачиваемые на Полигоне №1, стали превышать лимитированную величину 20 тыс. м^3/год, установленную в Рабочей программе к Разрешению на закачку (Книга 2. Приложение 9), и в 2018 г. годовой объем закачанных промстоков составил уже более 70 тыс. м^3. Увеличение объемов связано с обводненностью добываемого продукта некоторых скважин, следовательно, ростом попутных вод, которые после сепарации, очистки и подготовки направляются на закачку на Полигон №1. Согласно прогнозу [80] к 2020 г., объем промсточных вод мог возрасти до 120 тыс. м^3/год. Этим были обоснованы дополнительные исследовательские работы по доказательству возможности закачки прогнозируемых объемов промсточных вод на Полигоне №1 [83] и составление геологического отчета по результатам этих исследований [84]. Отчет был апробирован ГКЭН РК (Протокол № 2022-19-А заседания государственной комиссии по экспертизе недр о рассмотрении материалов отчета по результатам дополнительных геологоразведочных (доразведки) и исследовательских работ на участке недр полигона подземного захоронения промстоков №1 (УКПГ-3 и УКПГ-2) Карачаганакского НГКМ от 13 февраля 2019 г. – Книга 2. Приложение 10), Отчет являлся основанием для разработки Дополнения №2 к проекту закачки [45], на который было выдано Экспертное заключение № 06/19-ТА от 16.09.2019 г. о соответствии проекта «Дополнение №2 к проекту закачки промышленных сточных вод Карачаганакского НГКМ в глубокозалегающие горизонты в части корректировки проектных показателей и раздела ОВОС» требованиям нормативно-правовых актов, действующих в РК, в области промышленной безопасности. Заключение выдано ТОО «Тех-Аудит» - Книга 2. Приложение 12. Согласно Дополнению №2, на Полигоне №1 были запроектированы дополнительные виды работ, а именно, закачка промсточных вод в

объеме 120 тыс. м^3/год, начиная с 2020 г. до 2037 гг.; для усиления потенциала существующих нагнетательных скважин намечалась дополнительная перфорация скважин РП-1 и РП-3 – 2021 г.; бурение дополнительной нагнетательной скважины РП-12 при необходимости; бурение дополнительной режимной скважины Г-12 (глубиной 100 м) – при необходимости бурения скважины РП-12. На проект корректировки было получено Заключение государственной экологической экспертизы (Книга 2. Приложение 11). Это явилось основанием корректировки Уточненной рабочей программы в части лимитированных объемов закачки на Полигоне №1 в перспективе (Книга 2. Приложение 13).

На момент разработки Дополнения №2, то есть в 2019 г., в связи с увеличением обводненности продукции добывающих скважин, на КПК уже наметилась тенденция увеличения попутной/пластовой и технологической воды, направляемой на закачку на Полигон №2. Объемы закачиваемых промсточных вод за весь период закачки стоков на этом полигоне возросли с 3,2 тыс. м^3/год в 2003 г. до 595,0 тыс. м^3/год в 2020 г., при этом эти объемы на этот момент оставались в рамках существующего лимита на объемы закачки на этом полигоне. Лимитированный объем промсточных вод, подлежащих закачке в нагнетательные скважины Полигона №2 на 2020-2024 гг., согласно выше упомянутой Уточненной рабочей программе к Разрешению на закачку, составляет 823,0 тыс. м^3/год (93 м^3/час или 2255 м^3/сут). Тем не менее, во избежание недостатка потенциала нагнетательных скважин на Полигоне №2 Дополнением №2 было запланировано в 2020 г. произвести дополнительную перфорацию и гидроразрыв в скважинах РП-4 и РП-5, а в 2022 г. дополнительную перфорацию и гидроразрыв в скважинах РП-6 и РП-7 (табл. 2.4.2). Остальные технические решения соответствовали основному проекту закачки.

На Дополнение №2 к проекту закачки был разработан ОВОС, в котором была приведена оценка воздействия запроектированных работ на окружающую среду, а также приведены рекомендации по установлению предельно-допустимых сбросов промсточных вод в подземные горизонты, было получено Заключение государственной экологической экспертизы на проект «Корректировка проекта закачки промышленных сточных вод Карачаганакского НГКМ в глубокозалегающие водоносные горизонты в части корректировки проектных показателей и раздела ОВОС (Книга 2. Приложение 11).

На момент разработки Дополнения №2 к проекту закачки (2018-2019 гг.) на участке Полигона №2 необходимости наращивания проектных объемов закачки сверх лимитированной величины, о чем уже говорилось, не отмечалось. Однако, по завершению разработки Дополнения №2, уже после согласования этого документа, стало понятно, что наметившаяся тенденция роста промсточных вод достигнет своего максимума в 2023 г., при этом объем превысит лимитированный объем и составит 1007,4 тыс. м^3/год (115 м^3/час или 2760 м^3/сут), а в связи с возможными непредвиденными обстоятельствами объем закачки может еще немного возрасти (примерно на 10%) и составит 1108,14 тыс. м^3/год (126,5 м^3/час).

Полигон №2 эксплуатируется с 2003 года. По настоящее время (по состоянию на конец 2021 г.) уже закачано на полигоне 6182,2 тыс. м^3 промсточных вод. Прогнозируется, что до конца срока эксплуатации полигонов (2037 г. включительно) на Полигоне №2 будет закачано еще 15899 тыс. м^3.

Для доказательства возможности принятия прогнозируемых объемов промсточных вод пластами-коллекторами встал вопрос доизучения геолого-гидрогеологических условий резервуаров III и II триасового водоносного комплекса участка Полигона №2, на что было указано МИИР РК письмом №27-56757 КГН от 18.03.2019 г. (Книга 2. Приложение 14). С этой целью в 2020 г. был разработан проект доразведочных работ участка недр Полигона №2. В 2020-2021 гг. были выполнены дополнительные исследовательские

работы по оценке возможности принятия пластами–коллекторами дополнительных объемов промсточных вод на участке Полигона №2. По результатам этих работ составлен геологический отчет [85], который был апробирован Государственной комиссией по экспертизе недр (Протокол № 2343-А заседания ГКЭН от 28 сентября 2021 г.) (Книга 2. Приложение 15), в постановляющей части которого отмечено, что прогнозируемый объем промсточных вод в объеме 1100,0 тыс. м^3/год может быть принят резервуарами III и II триасового водоносного горизонта. Согласование геологического отчета в ГКЭН дает основание для корректировки проектных решений, определенных еще в 2008 г. относительно Полигона №2, то есть является основанием для разработки разрабатываемого в настоящее время Дополнения №3 к действующему проекту закачки и для корректировки Рабочей программы к Разрешению на закачку.

В разрабатываемом Дополнении №3 к проекту закачки отражены повышение объемов закачки промсточных вод с 2023 г. вплоть до конца срока эксплуатации полигона (2037 г.) до 1100 тыс. м^3/год, а также мероприятия по увеличению потенциала нагнетательных скважин. Планируемая последовательность проведения этих работ такова: в 2023 г. намечается **КРС в скважине РП-6** с целью увеличения интервалов перфораций в Резервуаре II; в 2024 г. намечается **КРС в скважине РП-7** с целью увеличения интервалов перфораций в Резервуаре II; в 2025 г.- **КРС в скважине 9835** (при необходимости) с целью перевода ее в нагнетательный фонд для утилизации промсточных вод (с перфорациями в Резервуаре II и в Резервуаре III). В случае обнаружения непригодности скважины 9835, будет предусмотрено бурение новой скважины **РП-9** и бурение мелкой наблюдательной санитарной скважины **Г-9** на неоген-четвертичный горизонт. Бурение последней необходимо в любом случае, если даже будет введена в эксплуатацию скважина 9835.

Как сказано выше, проведение КРС и гидроразрыв в скважинах РП-6 и РП-7, согласно предыдущему Дополнению №2 к проекту закачки, было запланировано на 2022 г. Воздействие от этих работ уже были рассмотрены в рамках ОВОС к Дополнению №2.

Ранее еще в основном/первоначальном проекте к закачке промсточных вод (2008 г.), было предусмотрено бурение нагнетательных/резервных скважин РП-9, РП-10, РП-11 при необходимости. На бурение этих скважин был разработан «Групповой технический проект на строительство вертикальных контрольно-наблюдательных и нагнетательных скважин РП-8, РП-9, РП-10, РП-11 на месторождении Карачаганак», который сопровождался ОВОС. На проект бурения и ОВОС к нему еще в 2010 г. было получено Заключение государственной экологической экспертизы (№ 1778 от 14.10.2010 г.).

Остальные виды работ, намечаемые проектом закачки (2008 г.) и Дополнением №2 (2019 г.) остаются без изменения (периодические кислотные обработки, компрессирование при проведении режимных работ и т.д.)

В соответствии с требованиями законодательства в области ООС, начиная с 2010 г. разрабатывались проекты предельно-допустимых сбросов (ПДС). В настоящее время действующим проектом является «Проект нормативов допустимых сбросов (ДС) загрязняющих веществ, отводимых со сточными водами в подземные горизонты Карачаганакского НГКМ на 2022 г. (Книга 2. Экологическое разрешение на воздействие объектов 1 категории. (Книга 2. Приложение 16).

Таким образом, предстоящий технический документ Дополнение №3 к проекту закачки будет являться некоторой корректировкой Дополнения №2 к проекту закачки. ***Основным дополнительным видом деятельности, который предусматривается Дополнением №3 является увеличение объемов закачки промсточных вод с 2023 г.*** до 1100 тыс. м^3/год. Остальные виды работ – КРС с гидроразрывом (РП-6, РП-7), бурение новой скважины (РП-9), рассматривались предыдущими проектами, однако не были реализованы в предусматриваемые проектами сроки.

Таблица 2.4.1 Проектные решения по Полигону №2 (2008 г.), их уточнение в рамках авторского надзора (2009-2018 гг.)

Виды работ	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Проектные решения													
1. Проектный объем закачки/объем согласно Уточненной рабочей программе, тыс. м^3/год	376,0	507,0	538,8/ 312,0	822,0/ 401,5	1033,0/ 401,5	1053,0/ 401,5	1084,0/ 401,5	1098,7/ 886,6	1089,5/ 886,6	1089,5/ 886,6	1089,5/ 886,6	1005,6/ 886,6	1005,6/ 823,0
Количество нагнетательных скважин согласно проекту/ согласно Уточненной программе	3	3	3	4/ 3	5/ 4	5/ 5	5/ 5	5/ 7	5/ 7	5/ 7	7	/ 7	/ 8
2. Бурение наблюдательных скважин, в т.ч. рекомендованной ГКЗ (бурение, проведение комплекса геофизических работ, оборудование, опытные работы)		РП-7	РП-8										
3. Перевод наблюдательных скважин в нагнетательные				РП-7	РП-8								
4. Бурение дублирующих и резервных скважин				РП-9*	РП-10*	РП-11*							
5. Бурение наблюдательных скважин на верхний неоген-четвертичный горизонт	Г-6		Г-7, Г-8	Г-9*	Г-10*	Г-11*							
6. Бурение (разведочно-эксплуатационной) наблюдательной скважины на Резервуар II (по рекомендации ГКЗ РК)			РЭ-1										
7. Дополнительная перфорация нагнетательных скважин	Не предусмотрено												
8. Мониторинг подземных вод													
8.1. На поглощающий горизонт	424 431 908 25	424 431 908 25 РП-7	424 431 908 25 РП-7 РП-8	424 431 908 25 РП-8	424 431 908 25	424 431 908 25	424 431 908 25	424 431 908 25	424 431 908 25	424 431 908 25	424 431 908 25	424 431 908 25	424 431 908 25

Виды работ	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
8.2. На резервный горизонт (II Резервуар)	-		РЭ-1	РЭ-1	РЭ-1	РЭ-1	РЭ-1	РЭ-1	РЭ-1	РЭ-1	РЭ-1	РЭ-1	РЭ-1
8.3. На буферный Резервуар (I Резервуар)	НБ-1	НБ-1	НБ-1	НБ-1	НБ-1	НБ-1	НБ-1	НБ-1	НБ-1	НБ-1	НБ-1	НБ-1	НБ-1
8.4. На юрский горизонт	Ю-3	Ю-3	Ю-3	Ю-3	Ю-3	Ю-3	Ю-3	Ю-3	Ю-3	Ю-3	Ю-3	Ю-3	Ю-3
8.5. На неоген-четвертичный	Г-4 Г-5	Г-4 Г-5 Г-6	Г-4 Г-5 Г-6	Г-4 Г-5 Г-6 Г-7 Г-8 Г-9*	Г-4 Г-5 Г-6 Г-7 Г-8 Г-9* Г-10*	Г-4 Г-5 Г-6 Г-7 Г-8 Г-9* Г-10* Г-11*	Г-4 Г-5 Г-6 Г-7 Г-8 Г-9* Г-10* Г-11*	Г-4 Г-5 Г-6 Г-7 Г-8 Г-9* Г-10* Г-11*	Г-4 Г-5 Г-6 Г-7 Г-8 Г-9* Г-10* Г-11*	Г-4 Г-5 Г-6 Г-7, Г-8, Г-9* Г-10* Г-11*	Г-4	Г-4	Г-4
Дополнения к проектным решениям, внесенные по инициативе КПО Б.В. и согласованные с авторами проекта закачки (по состоянию на 2018 г.)													
1. Проектный объем закачки, тыс. $м^3$/год	Проектные решения остаются в силе												
2. Бурение наблюдательной скважины для фиксирования фронта сточных вод (бурение, проведение комплекса геофизических работ, оборудование, опытные работы)		РП-7	РП-8 не бури-лась)**				РП-8						
3. Перевод наблюдательной скважины в нагнетательный фонд							РП-7			РП-8			
4. Бурение нагнетательных / резервных скважин													
5. Бурение наблюдательных скважин на верхний неоген-четвертичный горизонт					Г-7		Г-8						
6. Бурение наблюдательной скважины на II Резервуар			не была пробу-рена**										
7. Дополнительная перфорация нагнетательных скважин												2 (РП-4 и РП-5)	
8. Мониторинг подземных вод													

Виды работ	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
8.1. Перевод скважин добывающего фонда, подлежащих ликвидации, в наблюдательный фонд (проведение КРС, опытных откачек)		20**, 425**	29**, 436**										
8.2. На поглощающий горизонт (III Резервуар)		424 431 90, 25	424 431 908 25 20** 436** РП-7	424 431 908 25 20** 436** РП-7	424 431 908 25 20** 436**	424 431 908 25 20** 436**	424 431 908 25 20** 436**	424 431 908 25 20** 436** РП-8**	424 431 908 25 20** 436** РП-8**	424 431 908 25 20** 436**	424 431 908 25 20** 436**	4254 431 908 25 20** 436**	424 431 908 25 20** 436**
8.3. Резервный горизонт (II Резервуар)			425** 29	425** 29	425** 29	425** 29	425** 29	425** 29	425** 29	425** 29	425** 29	425** 29	425** 29
8.4. Буферный горизонт (I Резервуар)		НБ-1	НБ-1	НБ-1	НБ-1	НБ-1	НБ-1	НБ-1	НБ-1	НБ-1	НБ-1	НБ-1	НБ-1
8.5. Юрский горизонт		Ю-3	Ю-3	Ю-3	Ю-3	Ю-3	Ю-3	Ю-3	Ю-3	Ю-3	Ю-3	Ю-3	Ю-3
8.6. На неоген-четвертичный		Г-4 Г-5 Г-6	Г-4 Г-5 Г-6	Г-4 Г-5 Г-6 Г-7	Г-4 Г-5 Г-6 Г-7	Г-4 Г-5 Г-6 Г-7	Г-4 Г-5 Г-6 Г-7 Г-8	Г-4 Г-5 Г-6 Г-7 Г-8	Г-4 Г-5 Г-6 Г-7 Г-8	Г-4 Г-5 Г-6 Г-7 Г-8	Г-4 Г-5 Г-6 Г-7 Г-8	Г-4 Г-5 Г-6 Г-7 Г-8	Г-4 Г-5 Г-6 Г-7 Г-8
9. Строительство и эксплуатация станции фильтров. Строительство трубопроводов от станции фильтров до нагнетательных скважин						**	**	**	**	**	**	**	**

Примечание: ** - скважины, которые будут буриться при необходимости; по неглубоким контрольно-наблюдательным скважинам будет вестись режим, если скважины будут пробурены.*

*** - не предусмотрено проектом, но выполнено в соответствии с намерениями КПО по согласованию с авторами надзора.*

Таблица 2.4.2 Сводная таблица объемов дополнительных проектируемых работ по Полигону №2 (согласно Дополнению №2 (2019 г.) к основному проекту закачки 2008 г.)

Виды проектных работ	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028-2032	2033-2037	
Проектные решения согласно Дополнению №2 к проекту закачки											
1. Прогнозные объемы закачки (согласно основного проекта закачки 2008)/ объем согласно Уточненной рабочей программе, тыс. $м^3$/год	1005,6/ 823,0 (Фактический объем - 595,0)	1005,6/ 823,0 Фактич объем – 693,6	911/ 823,0	911/ 823 0	911/ 823,0	890/ 689,8	796/ 689,8	785/ 689,8	764-534/ 689,8-514,4	513-439/ 514,4-399,7	
2. Дополнительная перфорация и гидроразрыв	РП-4 РП-5		РП-6 РП-7								
3. Отбор проб на полный химический анализ после дополнительной перфорации и гидроразрыва	РП-4 РП-5		РП-6 РП-7								
Проектные решения согласно основному проекту закачки (2008 г.)											
1. Плановый КРС нагнетательных скважин	1						1		1	1	
2. Кислотные обработки существующих нагнетательных скважин	10	10	10	10	10	10	10	10	50	50	
3. Мониторинг*: Комплексное исследование: Замер уровня, пластового давления, шаблонирование, компрессирование, отбор проб с устья скважины	42	42	42	42	42	42	42	42	210	210	

***Примечание: *** - *Объем мониторинговых работ откорректирован в соответствии с Программой проведения мониторинговых исследований на полигонах закачки на 2016-2020 гг.*

2.5. КОНСТРУКТИВНЫЕ ОСОБЕННОСТИ ПОЛИГОНОВ ЗАКАЧКИ. СОСТОЯНИЕ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН

Настоящий проект посвящен Полигону №2. С целью формирования общих представлений об эксплуатации пространства недр на Карачаганакском месторождении, ниже будут кратко рассмотрены также и результаты эксплуатации Полигона №1.

2.5.1. Полигон №2

2.5.1.1. Конструкция полигона

Полигон №2 эксплуатируется с 2003 г. На него направляются промышленные стоки, связанные с технологическими процессами производства нефти и газа, которые закачиваются в подземные горизонты триаса (Рис. 2.5.1.1).

Эксплуатация полигона ведется согласно Проекту закачки [98] с некоторыми дополнениями, которые определяются намерениями КПО по согласованию с авторами ежегодных отчетов по авторскому надзору, которые велись с 2008 по 2019 год [72-82] Табл. 2.4.1, 2.4.2 раздел 2.4).

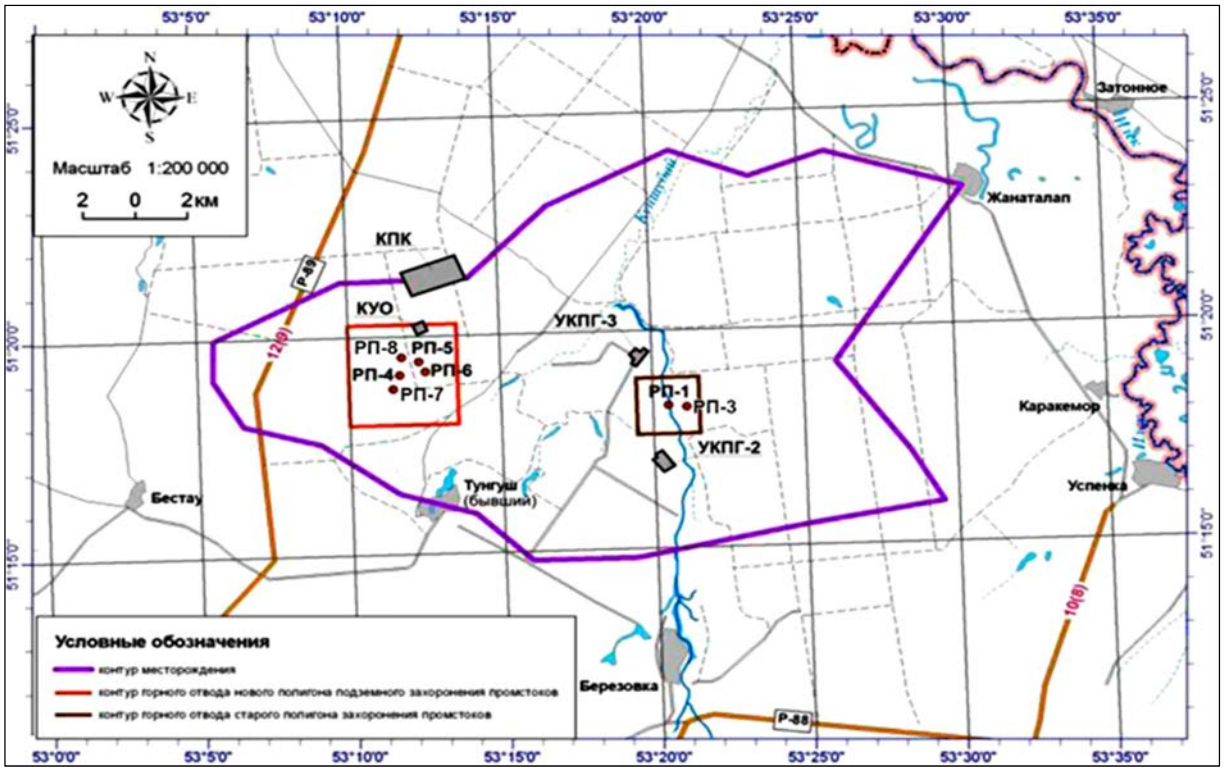


Рисунок 2.5.1.1. Схема расположения полигонов

На Полигоне №2 имеется пять нагнетательных скважин РП-4, РП-5, РП-6, РП-7, РП-8, а также имеется обширная мониторинговая сеть, состоящая из 15 наблюдательных скважин на разные горизонты (рис. 2.5.1.2). Гидрогеологические разрезы через все нагнетательные и наблюдательные скважины приведен на рис. 1.6.2.1–б.

По мере эксплуатации полигона КПК в наблюдательную сеть были переведены новые скважины из добывающего фонда. В настоящее время распределение наблюдательных скважин по полигону КПК следующее:

– поглощающий водоносный горизонт триасовых отложений (Резервуар III) – 6 скважин: 20, 25, 908, 424, 431, 436;

- поглощающий горизонт триасовых отложений (Резервуар II) – 2 скважины: скв. 425 и 29; буферный водоносный горизонт триасовых отложений (Резервуар I) – 1 скважина: НБ-1;
- юрский водоносный горизонт – 1 скважина: Ю-3;
- акчагыльский водоносный горизонт – 5 скважин: Г-4, Г-5, Г-6, Г-7, Г-8.

В плане наблюдательные скважины полигона расположены равномерно по площади, что позволяет в достаточной степени охарактеризовать изменение гидродинамической и гидрохимической обстановок в разных направлениях распространения водоносных горизонтов, а наблюдательную сеть скважин на полигоне закачки можно характеризовать как достаточную/репрезентативную.

На Полигоне №2 ведутся наблюдения за объемами закачиваемых стоков, приемистостью скважин, давлением закачки стоков, химией стоков и химией подземных вод (уровни, давления, температура), техническим состоянием наблюдательных и нагнетательных скважин (межколонные давления).

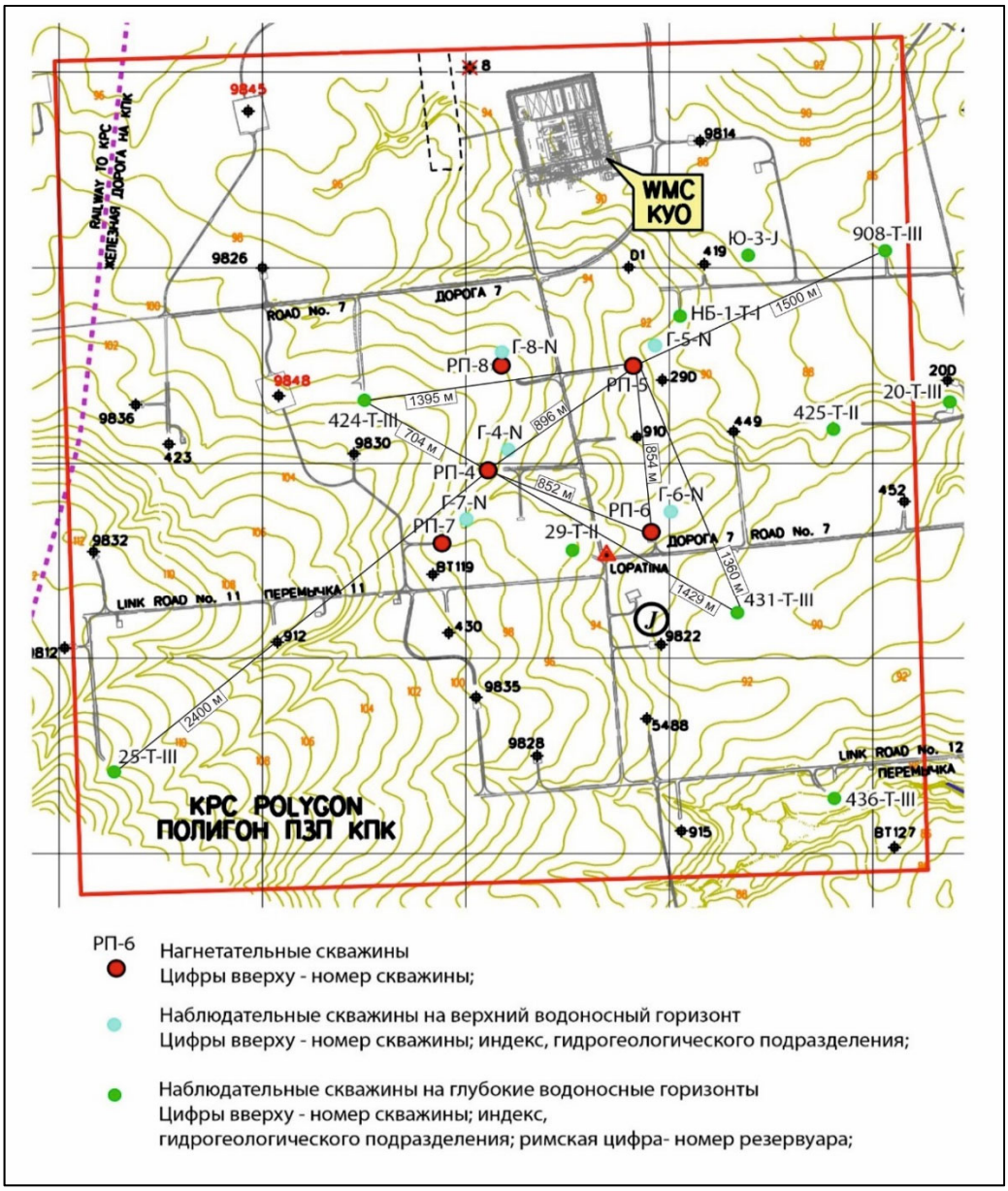


Рисунок 2.5.1.2. Схематическая карта расположения нагнетательных и наблюдательных скважин на Полигоне №2

2.5.1.2. Текущее состояние нагнетательных скважин

В последние годы практически на всех нагнетательных скважинах были проведены КРС, новая перфорация, гидроразрывы. Конструкции нагнетательных скважин с учетом КРС последних лет приведены ниже. (Современные наземные и подземные конструкции нагнетательных и наблюдательных скважин представлены в Книге 2. Приложении 19. Также в разделе приведены сведения о приемистости отдельных интервалов перфорации нагнетательных скважин, определенные по результатам скважинного каротажа. По результатам технического мониторинга (результаты контроля затрубного давления и определения уровня жидкости, опрессовка уплотнений устьевого оборудования) приводятся результаты технического состояния нагнетательных скважин на настоящее время.

Скважина РП-4

Скважина была пробурена в 2002 г. на резервуар III. Пробуренный забой составлял 2470 м.

Современная конструкция скважины:

Обсадка / Хвостовик: Направление 18 5/8” от 0 до 10 м. Кондуктор 13 5/8” от 0 до 100 м. Техническая колонна 9 5/8” от 0 до 1000 м. Эксплуатационная колонна 7” от 0 до 2456 м.

Заканчивающая компоновка

3,688” скважинный клапан-отсекатель на глубине 52,56 м. Извлекаемый пакер 4 ½” на глубине 1555,59 м. НКТ 4 ½” 13,5 фнт/фут. Посадочный ниппель 3,437” на глубине 1570,77 м. НКТ 4 ½” 13,5 фнт/фут. Перфорированный патрубок НКТ 3,920” на глубине 1561,84 м. Посадочный ниппель 3,313” на глубине 1584,25 м. Низ заканчивающей компоновки на глубине 1589 м.

Интервалы перфорации

Резервуар II: в интервале 1652-1904 м проперфорировано 10 интервалов, их общая длина 61 м. В интервалах 1800-1806 и 1652-1663 м было проведено ГРП.

Резервуар III:-в интервале 1947-2393 в разные годы (2002-2017 гг.) проперфорировано 18 интервалов общей длиной 265 м.

Интервал 2223-2393 м перекрыт в связи с обрушением колонны. То есть длина рабочих интервалов в резервуаре III составляет 172 м.

Итак, искусственный забой (точка не прохождения инструмента) скважины по состоянию на 19.09.21 установлен на глубине 2223 м, то есть на 170 м выше нижней границы последнего интервала перфорации.

Результаты скважинного каротажа

В скважине неоднократно был проведен скважинный каротаж с целью определения приемистости перфорированных интервалов нагнетательной скважины. Последний каротаж в рамках резервуара III (каротаж 2014 г. - прогон 7) (рис. 2.5.1.3) показал, что почти все зоны перфорации резервуара III принимают флюид, за исключением интервала 2369-2393 м и частично интервала верхней зоны 1947-1957 м.

В октябре 2021 г. был проведен очередной скважинный каротаж в скв. РП-4 (прогон 8) в рамках вскрытого резервуара II (рис. 2.5.1.4). Каротаж показал, что нагнетание происходит во все интервалы перфорации в Резервуаре II. Основная закачка осуществляется в две зоны перфорации 1652-1663м и 1800-1806 м, где проведена проппантная обработка ГРП в 2021 г., оставшаяся закачка идет в часть недавно добавленных интервалов перфорации Резервуара II.

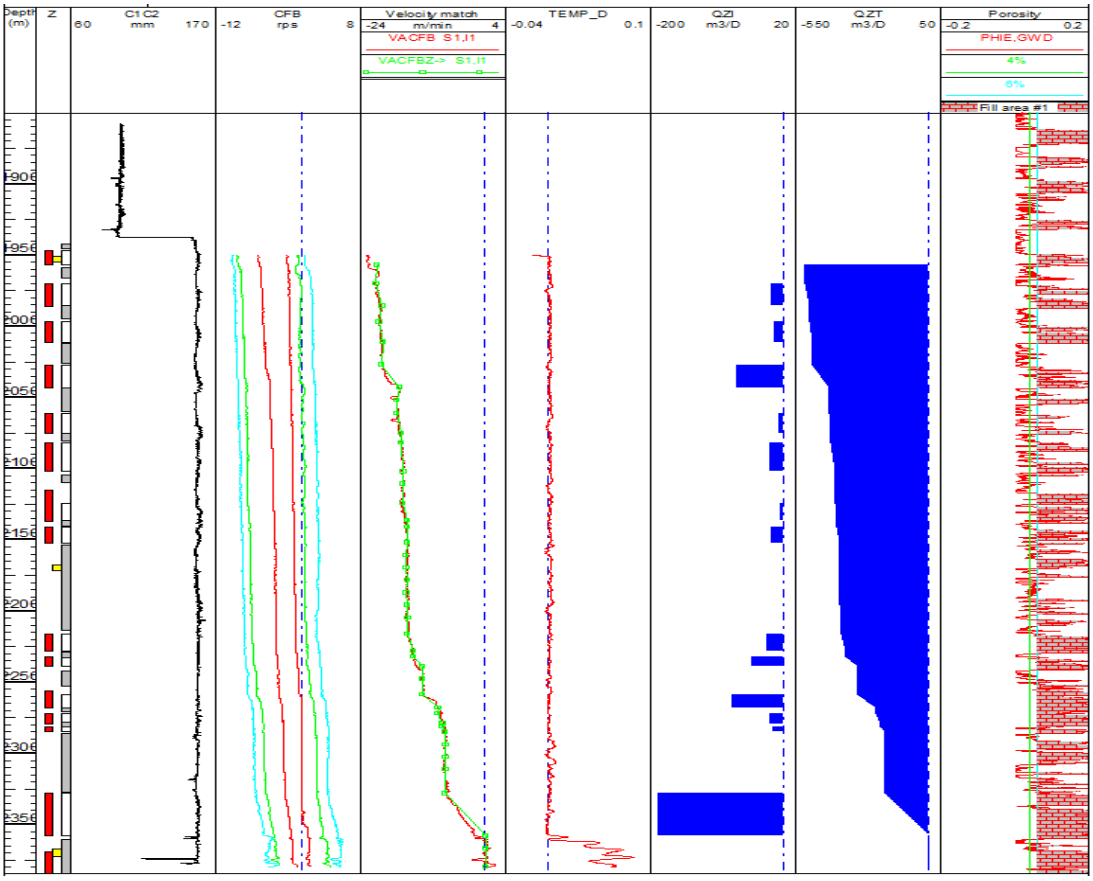
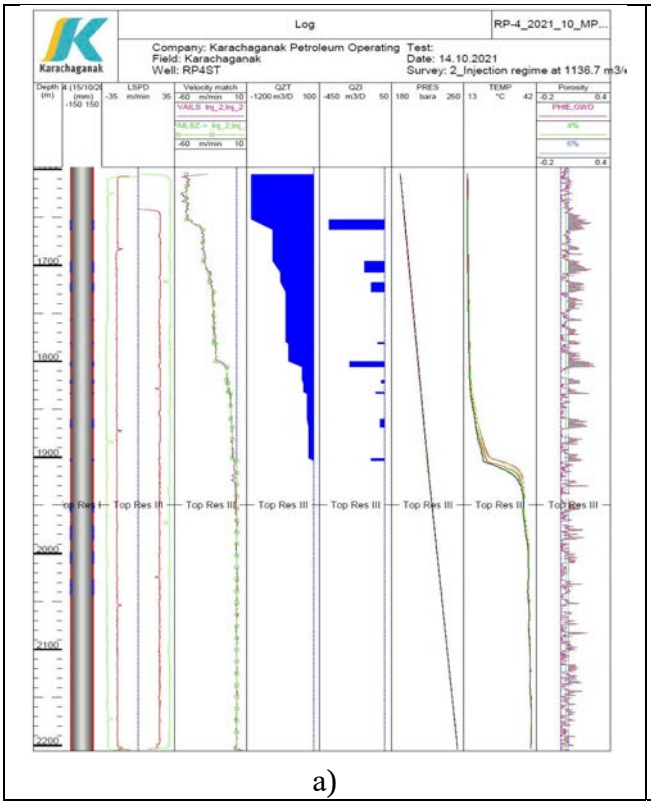


Рисунок 2.5.1.3. Профиль приемистости интервалов резервуара III скважины РП-4 по состоянию на 2014 г. (прогон 7). (интервалы перфорации 1947-2394 м, сумма интервалов перфорации 219 м, сумма принимающих интервалов)



а)

Zones m	Qt res. m3/D	Production %
Inf. 1 (1652.0-1663.0)	-386.85	-34.24
Inf. 2 (1695.5-1707.5)	-139.72	-12.37
Inf. 3 (1717.5-1728.0)	-94.31	-8.35
Inf. 4 (1780.0-1782.0)	-49.64	-4.39
Inf. 5 (1800.0-1806.0)	-243.49	-21.55
Inf. 6 (1819.5-1823.0)	-25.67	-2.27
Inf. 7 (1832.0-1834.0)	-63.00	-5.58
Inf. 8 (1860.0-1869.0)	-31.65	-2.80
Inf. 9 (1901.0-1904.0)	-95.52	-8.45

б)

Рисунок 2.5.1.4. Профиль MPLT (прогон 8) резервуара II (1652-1904 м) (а). Активные зоны (б)

Техническое состояние нагнетательной скважины

В 2021 году на скважине осуществлялись следующие работы: 2 теста на приток верхнего металлического уплотнения, тест на приток уплотнений головки НКТ, проверка давления в затрубном пространстве С. Все герметично.

Скважина РП-5

Скважина РП-5 была пробурена в мае - июне 2003 года и закончена в песчанике триасового Резервуара III. Глубина искусственного забоя и нижнего перфорационного интервала составляли 2342 и 2290 м.

Конструкция скважины:

Обсадка / Хвостовик: Направление 18 5/8” от 0 до 19 м гл. Кондуктор 13 5/8” от 0 до 115 м гл. Техническая колонна 9 5/8” от 0 до 1513 м гл. Эксплуатационная колонна 7” от 0 до 2380 м гл.

Заканчивающая компоновка:

3,688” скважинный клапан-отсекатель на глубине 56,89 м. 4½” 15,2 фунт/фут НКТ. Извлекаемый 4½ x 7” Baker Premier Пакер на 1512,83 м гл. 4½” 13,5 фунт/фут НКТ. 3,562” посадочный ниппель на 1519,01 м гл. 4 ½” 13,5 фунт/фут Направляющая воронка с косым срезом на 1521,01 м гл.

Интервалы перфорации:

В период бурения (2003 г.) а также позже в 2011 г. в интервале 1834,5-2290 м были проперфорированы 13 интервалов резервуара III. Общая длина перфорации резервуара III составляла 226,5 м. В настоящее время ниже интервала 1886 м интервалы перекрыты осадками и рыбой.

В 2020 г. была выполнена перфорация и ГРП трех зон в Резервуаре II (1612 – 1624 м, 1675 – 1687 м, 1743 – 1755 м), общей длиной 36 м. В 2021 гг. были перфорированы еще 10 дополнительных интервалов резервуара II в интервале глубин 1526-1817,5 м. Их длина составила 74,8 м. Итого общая длина перфорации в резервуаре II составляет 110,8 м.

Профиль приемистости нагнетательной скважины

Начиная с 2003 г. по 2021 г. неоднократно определялась приемистость перфорированных интервалов в скважине) всего было осуществлено 9 прогонов. Однако, как сказано выше, начиная с 1886 м и ниже перфорированные интервалы перекрыты осадками и рыбой. В настоящее время функционируют только интервалы резервуара II. Профиль приемистости перфорированных интервалов этого резервуара приведен на рис. 2.5.1.5. Процент приемистости перфорированных интервалов скважины РП-5 по результатам прогона №9 составляет: 1612-1624 м – 19%, 1675-1687 м – 52%; 1743-1755 м – 29%.

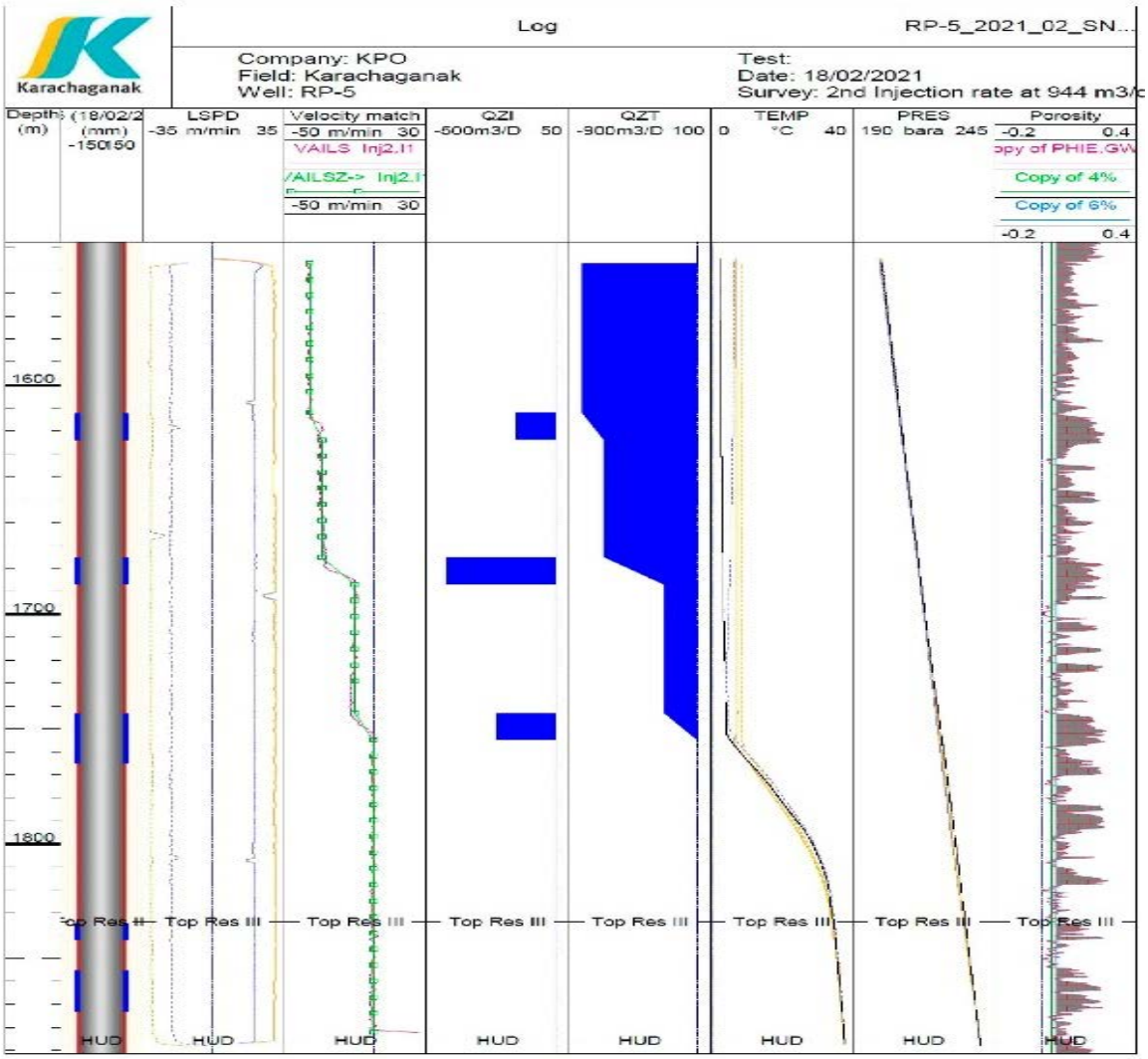


Рисунок 2.5.1.5. Профиль приемистости рабочих интервалов перфорации **(резервуар II)** 36 м (по состоянию на 2021 г.)

Техническое состояние скважины РП-5

В 2021 году на скважине проводились такие операции, связанные с контролем давления, как: 5 тестов на приток верхнего металлического уплотнения, проверка давления в затрубном пространстве С, отбор образца рассола с А затруба.

Скважина РП-6

В скважине РП-6, пробуренной на триас в период с февраля по май 2007 года, глубины искусственного забоя и нижнего перфорационного отверстия составляли 2457 м и 2369 м измеренной глубины, соответственно.

Конструкция скважины:

Обсадка / Хвостовик: Направление 18 5/8” от 0 до 19 м гл. Кондуктор 13 5/8” от 0 до 139 м гл. Техническая колонна 9 5/8” от 0 до 1458 м гл. Эксплуатационная колонна 7” от 0 до 2507 м гл.

Заканчивающая компоновка:

3,688” скважинный клапан-отсекатель на глубине 52,89 м. 4 ½” 13,5 фнт/фут НКТ. 3,562” посадочный ниппель на 1885,24 м гл. Извлекаемый 4 ½ х 7” HPS Пакер на 1888,87 м гл. 4½” 13,5 фнт/фут НКТ. 3.437” посадочный ниппель на 1903,80 м гл. 4 ½” 13,5 фунт/фут НКТ. 3,313” посадочный ниппель на 1924,58 м гл. Направляющая воронка на 1935,38 м гл.

Интервалы перфорации:

В скважине РП-6 перфорированы практически все объекты, выделенные для нагнетания в Резервуаре III. В интервале 1953-2369 м было проперфорировано 14 интервалов общей длиной 196 м. В настоящее время с глубины 2313 м перфорации перекрыты осадками.

Профиль приемистости нагнетательной скважины

По данным тестов традиционного MPLT с гирляндой инструментов SNL + HPT проведенных в 2020 году выявлено, что в верхней части перфорации (1953-2015 м) происходит значительная закачка (37%); интервалы в средней части перфорации (2041-2276 м) принимают разное количество стоков в диапазоне 2-7% (32% от общей закачки); 30% закачанного объема уходит ниже исследуемого интервала; общая эффективная текущая мощность активных зон составляет 157 м (рис. 2.5.1.6).

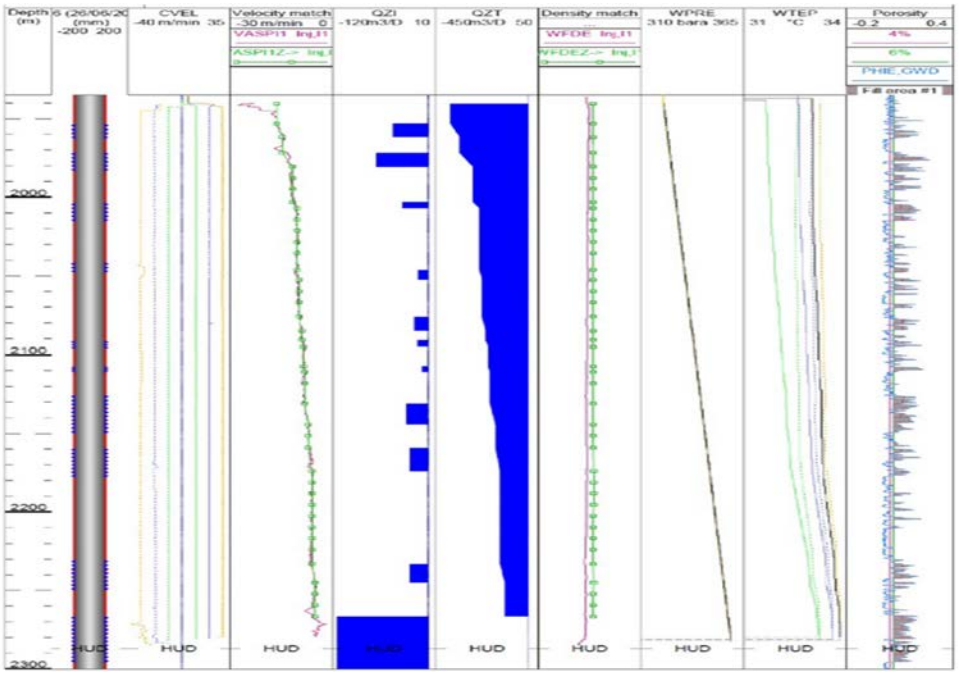


Рисунок 2.5.1.6. Профиль приемистости рабочих интервалов перфорации (**резервуар III**) (по состоянию на 2020 г.)

Техническое состояние скважины РП-6

В 2021 г. на скважине были проведены следующие операции: проверка затрубного пространства C, 4 теста на приток верхнего металлического уплотнителя, проверка давления затрубного пространства B/C. Все герметично.

Скважина РП-7

Скважина РП-7 пробурена в октябре-декабре 2009 г. Глубины искусственного забоя и нижнего перфорационного отверстия составляют 2601 м и 2449 м, соответственно. В 2021 г. искусственный забой отмечался уже на глубине 2465 м.

Изначально скважина была спроектирована как мониторинговая скважина на Резервуар III триаса. В ноябре 2013 года скважина была переведена из категории мониторинговой в нагнетательную скважину. Закачка воды в скважину РП-7 была начата в январе 2014 года.

Конструкция скважины:

Обсадка / Хвостовик: Направление 20” от 0 до 20 м гл. Кондуктор 13 5/8” от 0 до 142 м гл. Техническая колонна 9 5/8” от 0 до 1489 м гл. Эксплуатационная колонна 7” от 0 до 2656 м гл.

Заканчивающая компоновка:

3,688” скважинный клапан-отсекатель на глубине 62,12 м. 4 ½” 13,5 фнт/фут НКТ. 3,562” посадочный ниппель на 1953,02 м гл. Извлекаемый 4 ½ х 7” HPS Пакер на 1956,38 м гл. 4½” 13,5 фнт/фут НКТ. 3,437” посадочный ниппель на 1971,88 м гл. 4 ½” 13,5 фунт/фут НКТ. 3,313” посадочный ниппель на 1980,21 м гл. Направляющая воронка на 1984,74 м гл.

Интервалы перфорации:

В интервале глубин 2011-2455 м проперфорировано 31 интервал общей длиной 247 м.

Приемистость перфорированных интервалов.

Каротаж MPLT в скважине впервые был проведен в январе 2022 г. Общий интервал закачки составил 210 м. Результаты анализа данных MPLT согласуются с результатами SNL, и оба исследования указывают на то, что почти все интервалы перфорации в Res III нагнетают воду. Основные зоны закачки: 2384-2410м (17-20%), 2030-2046м (11-14%) и 2308-2335м (8-11%). На оставшиеся зоны перфорации приходится около ~ 1-8% от общего объема закачки (рис. 2.5.1.7).

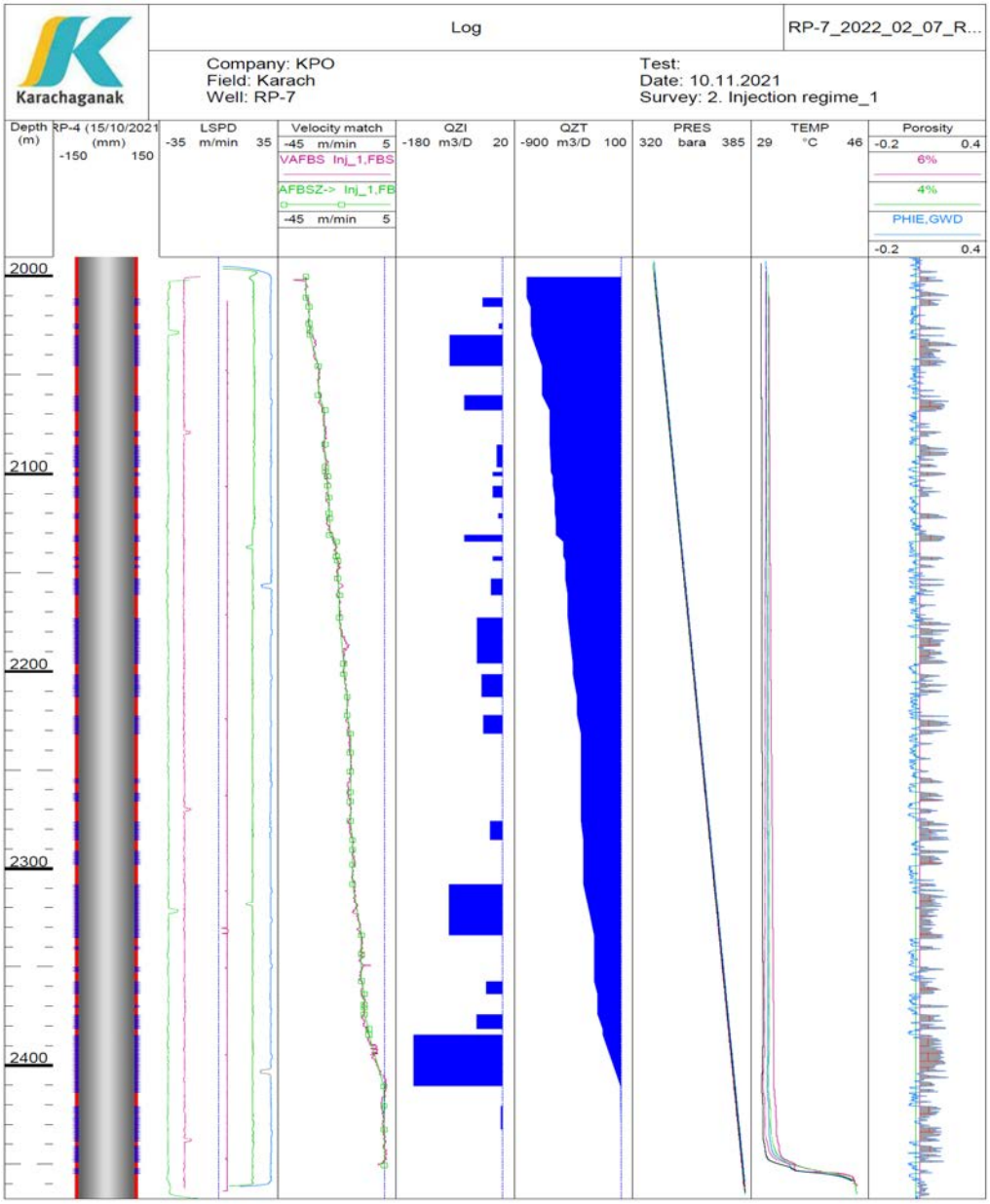


Рисунок 2.5.1.7. Профиль приемистости рабочих интервалов перфорации (**резервуар III**) скважины РП-7 (по состоянию на январь2022 г.)

Техническое состояние скважины РП-7

В 2021 г. на скважине были проведены следующие работы: 3 теста на приток верхнего металлического уплотнителя, проверка давления затрубного пространства С, отбор образца рассола с затрубного пространства А. Все герметично.

Скважина РП-8

Скважина РП-8 была пробурена в мае-июне 2014 года и закончена на глубине 2640 м в песчанике триасового Резервуара III. Искусственный забой на глубине 2635 м. Как мониторинговая скважина использовалась до сентября 2017 г. Непрерывная закачка в скважину РП-8 осуществляется с 26 ноября 2017 года.

Конструкция скважины:

Обсадка / Хвостовик: Направление 20” от 0 до 23,5 м гл. Кондуктор 13 5/8” от 0 до 188 м гл. Техническая колонна 9 5/8” от 0 до 1493 м гл. Эксплуатационная колонна 7” от 0 до 2635 м гл.

Заканчивающая компоновка:

3,688” скважинный клапан-отсекатель на глубине 54,73 м. 4 ½” 13,5 фнт/фут НКТ. 3,562” посадочный ниппель на 1520,65 м гл. Извлекаемый 4 ½ х 7” HPS Пакер на 1524,12 м гл. 4½” 13,5 фнт/фут НКТ. 3,437” посадочный ниппель на 1539,66 м гл. 4 ½” 13,5 фунт/фут НКТ. 3,313” посадочный ниппель на 1550,82 м гл. Направляющая воронка на 1554,88 м гл.

Интервалы перфорации:

В резервуаре II в интервале глубин 1562-1899 м в 2017 и 2021 гг. было проперфорировано 9 интервалов общей длиной 100,5 м.

В резервуаре III в интервале глубин 1914-2292 м в 2014, 2017, 2021 гг. было проперфорировано 12 интервалов общей длиной 292 м.

Последний искусственный забой по состоянию 21.11.2020 г. обнаружен на глубине 2591 м с полным интервалом перфораций, открытых для закачки.

Приемистость перфорированных интервалов.

Первый тест MPLT (Прогон 1) был запущен 1 декабря 2017 года с целью оценки интервалов закачки в Резервуарах II и III. По результатам исследования был сделан вывод, что почти все перфорации (Резервуар II + III) забирают воду: 53% от общего объема нагнетания уходит в Резервуар II и 47% общего закачки – это отток в Резервуар III. Общий интервал закачки воды составляет 43,9 м от 75,5 м перфораций Резервуара II и 151,5 м от 257 м перфораций Резервуара III (рис. 2.5.1.8, табл. 2.5.1.2).

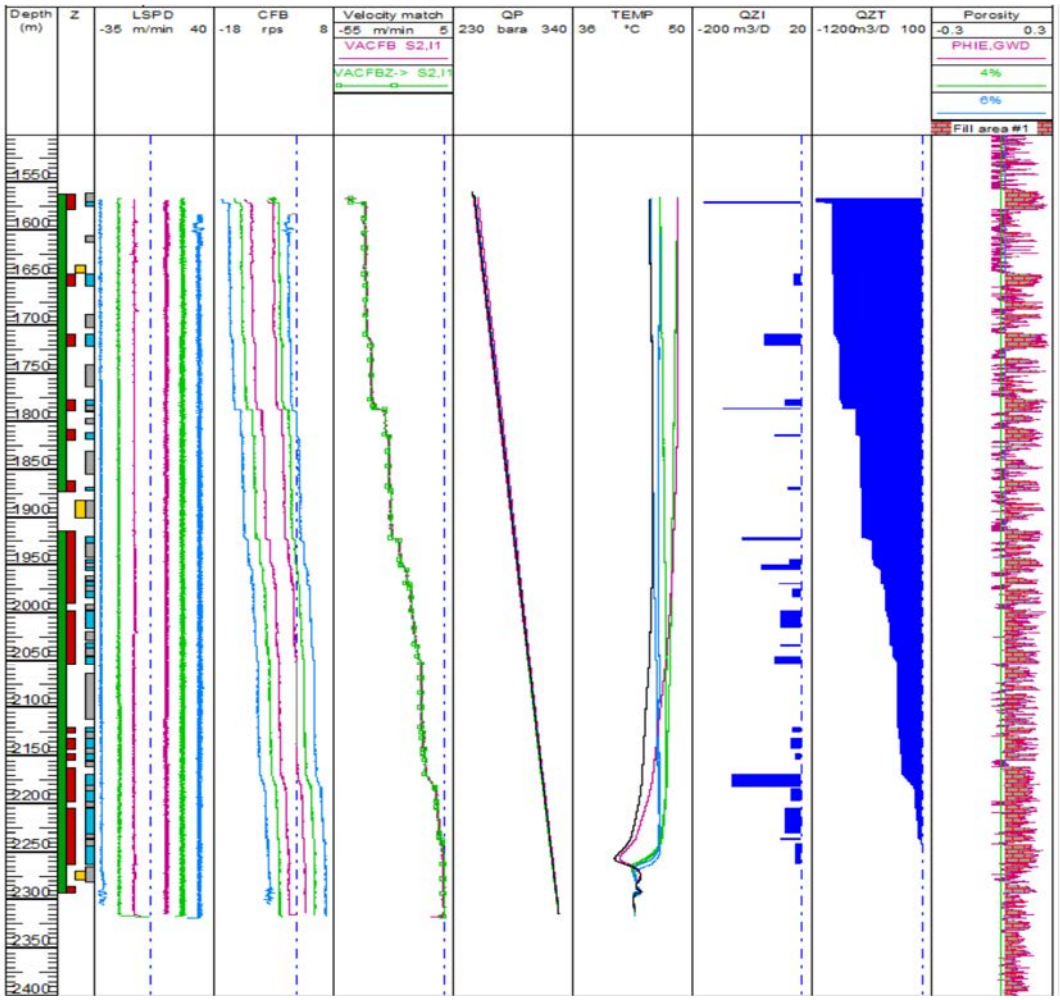


Рисунок 2.5.1.8. Профиль приемистости рабочих интервалов перфорации (**резервуар III и II**) скважины РП-8 (по состоянию на 2017 г.)

Техническое состояние скважины РП-8

В скважине в 2021 году были проведены следующие виды работ: 4 теста на приток верхнего металлического уплотнителя, отобран образец рассола с затрубного пространства А. Все герметично.

2.5.2. Полигон №1

Проблемы Полигона №1, связанные с увеличением объемов закачки до значений выше лимитированных величин и, в связи с этим, наращиванием потенциала нагнетательных скважин, были решены Дополнением №2 к проекту закачки. В настоящее время полигон эксплуатируется в рамках проектных решений Дополнения №2. Несмотря на то, что настоящий проект (Дополнение №3 к проекту закачки) посвящен исключительно проблемам Полигона №2, было принято решение о необходимости включения в данную работу и состояние дел на Полигоне №1. Этим будет подтверждено выполнение проектных решений по Полигону №1 – это во-первых, а во-вторых, в экологической части к данному проекту должны быть даны рекомендации по предельно допустимым сбросам обоих полигонов закачки, как этого требует законодательная база (п.8 Приложение 2 к Инструкции по организации и проведению экологической оценки).

Полигон №1 эксплуатируется с 1992 г. На этом полигоне закачка производится в Резервуар III триасовых отложений и в отложения татарского яруса верхней перми. Отличительной особенностью геологических условий участка Полигона №1 является то, что

эксплуатируемые водоносные горизонты расположены выше таковых на участке Полигона №2, а также здесь установлены разломы, по которым отмечается взаимосвязь эксплуатируемых резервуаров подземных вод верхней перми (татарский ярус) и Резервуара Ш, разделенных непроницаемым экраном, чего не отмечается (взаимодействия резервуаров через экран) на участке Полигона №2.

Также, как и на Полигон №2, на Полигон №1 направляются промышленные стоки, связанные с технологическими процессами производства нефти и газа на установке УКПГ-2 и, до конца 2020 г. - на установке УКПГ-3.

С начала 2021 г. поток промсточных вод с УКПГ-3 направляется на очистные сооружения КПК и затем происходит их захоронение путем закачки через скважины Полигона №2. Переориентировка потока сточных вод с одного полигона на другой связана с тем, что поток с УКПГ-3 содержит большое количество сероводорода, очистка которого не предусмотрена (а согласно (58) не может быть произведена до нормативных показателей в рамках КПО), а потому смешение потоков, очищенных от сероводорода на УКПГ-2 и неочищенных на УКПГ-3, приводит к сбросу сточных вод в нагнетательные скважины с ненормативным показателем по сероводороду. Переориентировка стоков с УКПГ-3 через очистные сооружения КПК на Полигон №2 позволяет эти стоки очищать от сероводорода на отпарной колонне, и затем уже направлять очищенные стоки на полигон закачки.

2.5.2.1. Конструкция современного Полигона №1, фактический фонд нагнетательных и наблюдательных скважин

На данный момент на Полигоне №1 в закачке участвуют две нагнетательные скважины РП-1 и РП-3, а также сеть из 13 наблюдательных скважин на разные горизонты для наблюдения за состоянием подземных вод на участке полигона и контроля влияния закачки промстоков на состояние подземных вод (рис. 2.5.2.1 - 2.5.2.3).

Распределение наблюдательных скважин по водоносным горизонтам/комплексам следующее:

- *верхнепермский (татарский ярус) и триасовый водоносные горизонты* – 8 скважин: 2, 10-П, 12, 18, 26, РП-2, 103, 109 и 232;
- *буферный горизонт* - скважина РП-2 (с мая 2018 года переведена под наблюдение за Резервуаром I (триас);
- *юрский водоносный горизонт* – 1 скважина: Ю-2;
- *неоген-четвертичный горизонт* – 3 скважины: Г-1, Г-2бис и Г-3бис.

Наблюдательная сеть скважин на полигоне закачки оценивается как достаточно репрезентативная.

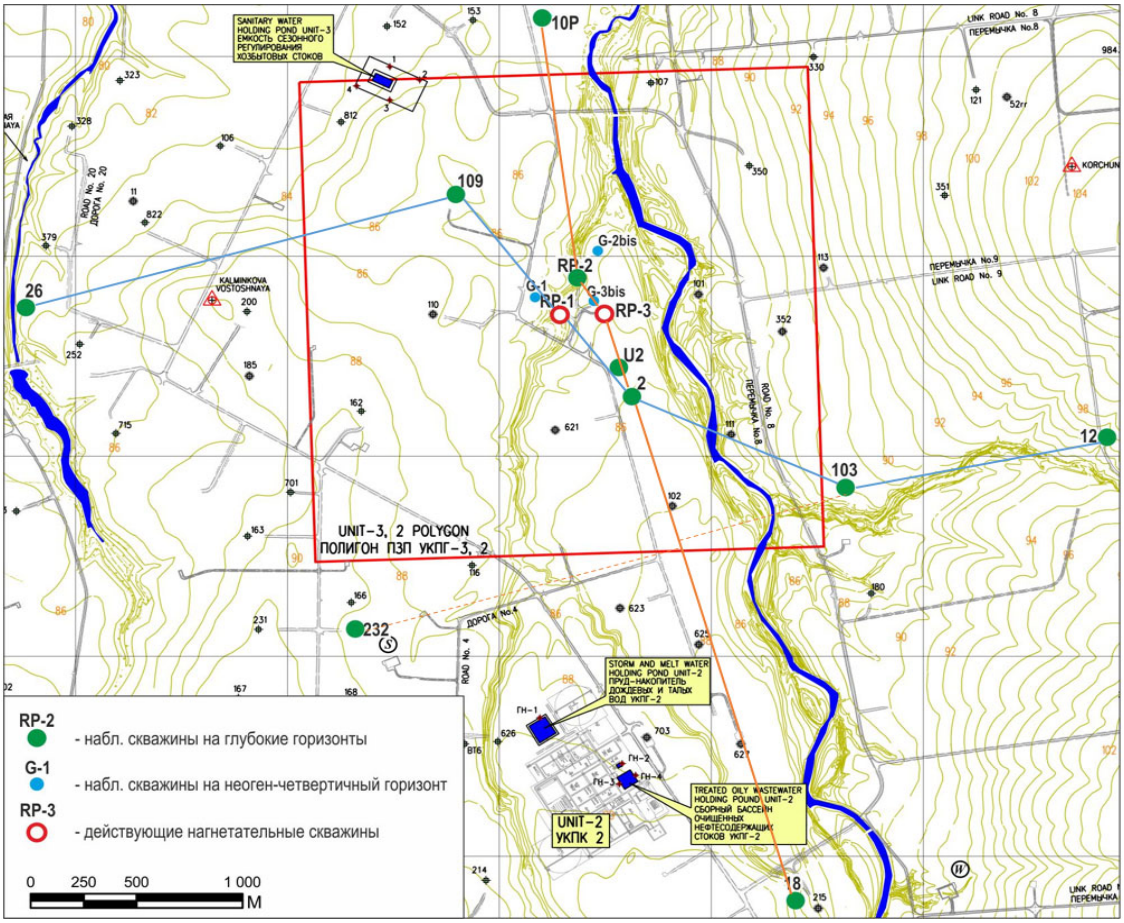


Рисунок 2.5.2.1. Схематическая карта расположения нагнетательных и наблюдательных скважин на Полигоне №1

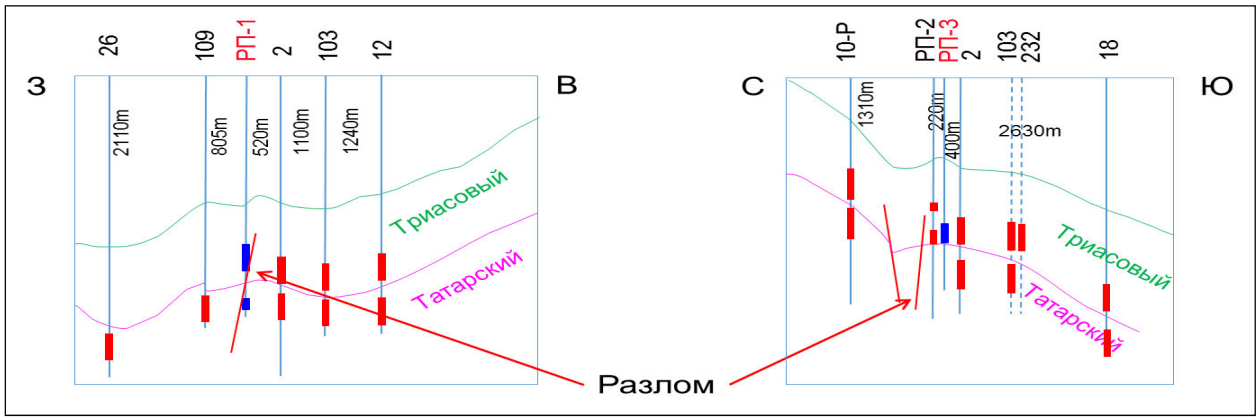


Рисунок 2.5.2.2. Схематические разрезы нагнетательных и наблюдательных скважин, интервалы перфорации и расстояния между нагнетательными и наблюдательными скважинами

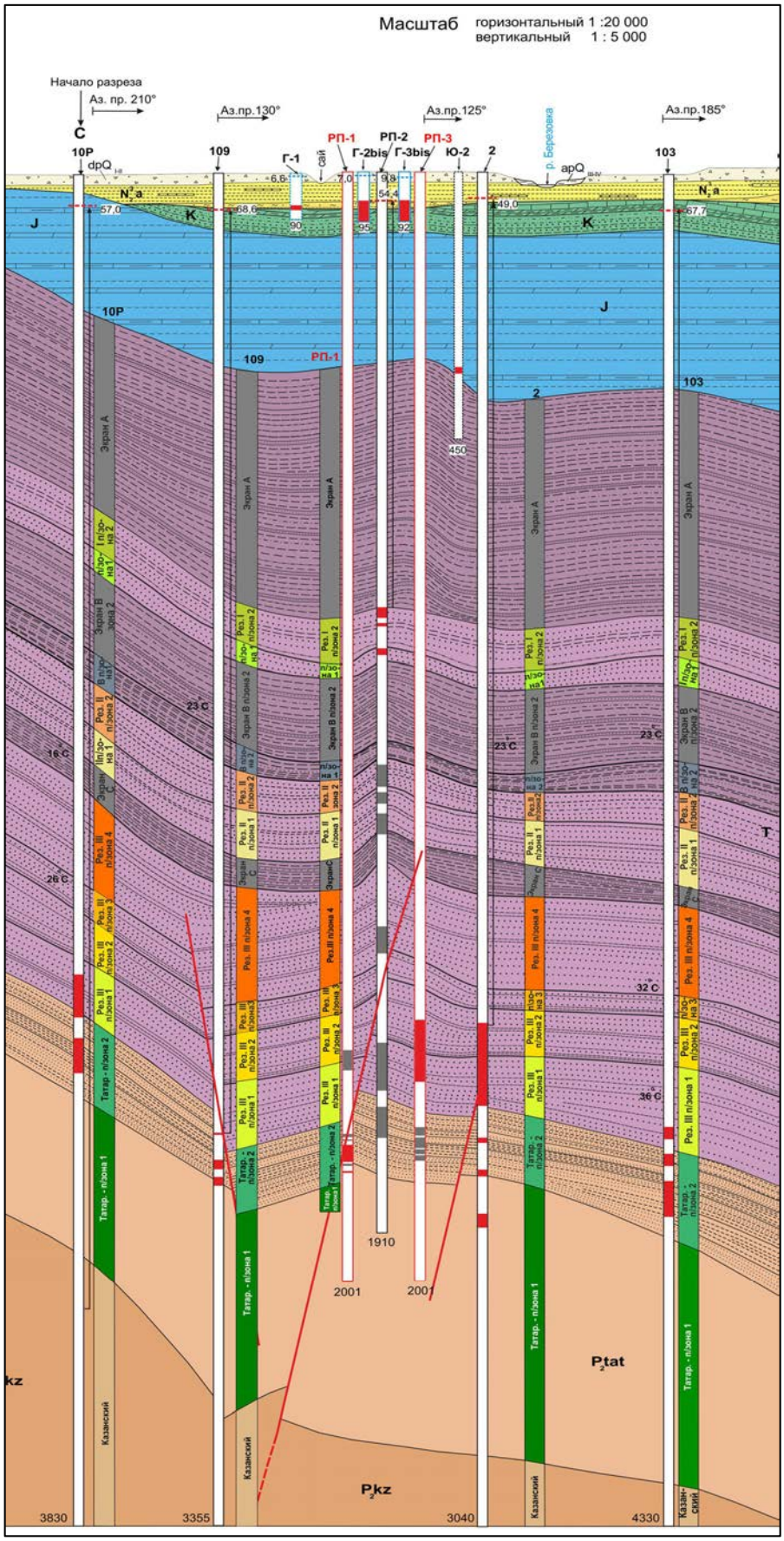


Рисунок 2.5.2.3. Гидрогеологический разрез через Полигон №1

2.5.2.2. Текущее состояние нагнетательных скважин

Конструктивные особенности нагнетательных и наблюдательных скважин Полигона №1 приведены в Книге 2. Приложение 19.

Скважина РП-1

Скважина РП-1 была освоена 3 ноября 1982 года. Глубина скважины РП-1 составляет 2001 м. Эксплуатационная колонна была перфорирована в 1985 г. В 2013 г. были перфорированы дополнительные интервалы и переперфорированы старые. В мае 2020 г. были вновь перфорированы новые интервалы (табл. 2.5.2.1).

Промысловый каротаж в скважине проводился неоднократно. Его результаты приведены в табл. 2.5.2.1 и на рис. 2.5.2.4.

Таблица 2.5.2.1 Результаты промыслового каротажа в скважине РП-1

Интервал перфорации, м (1985 - год перфорации, 2000 г., 2013 г. – год переперфорации или новая перфорация, 2020 г. – новая перфорация)	Рабочий интервал, согласно промысловому каротажу, м			
	2000 г.	2007 г.	2008 г.	2018 г.
1661-1700 (2020 г.)				1661,0-1662,8 1673,1-1673,9 1683,4-1685,3 1695,1-1698,0
1808-1823 (1985 г.) 1817-1822 (2000 г.)	-	-	-	
1828-1846 (1985 г.) 1827-1830 (2000 г.)	-	1837-1852	-	
1848-1857 (1985 г.) 1837-1869 (2013 г.)				
1860-1870 (1985 г.) 1869–1879 (2000 г.)	1857-1866	-	1860-1866	1860-1866
1886-1889 (2013 г)		-	-	
1721-1788 (2020 г.)				

До момента проведения каротажа MPLT в скважине РП-1 в 2018 г., считалось (по результатам MPLT 2000 г., 2007 г., 2008 г.), что весь объем сточных вод, закачиваемых в эту скважину, поглощается 6-ти метровым интервалом татарских отложений (1860-1866 м). В 2018 г. был захвачен больший интервал исследований, включая проведение спектральной шумометрии – интервал исследований захватывает и ранее перфорированные, но изолированные интервалы 1661,0-1662,8; 1673,1-1673,9; 1683,4-1685,3; 1695,1-1698,0 триасового горизонта. Однако, по результатам этого исследования оказалось, что практически весь закачиваемый объем стоков (96%) уходит в триасовый горизонт через ранее «изолированные» интервалы (рис. 2.5.2.4).

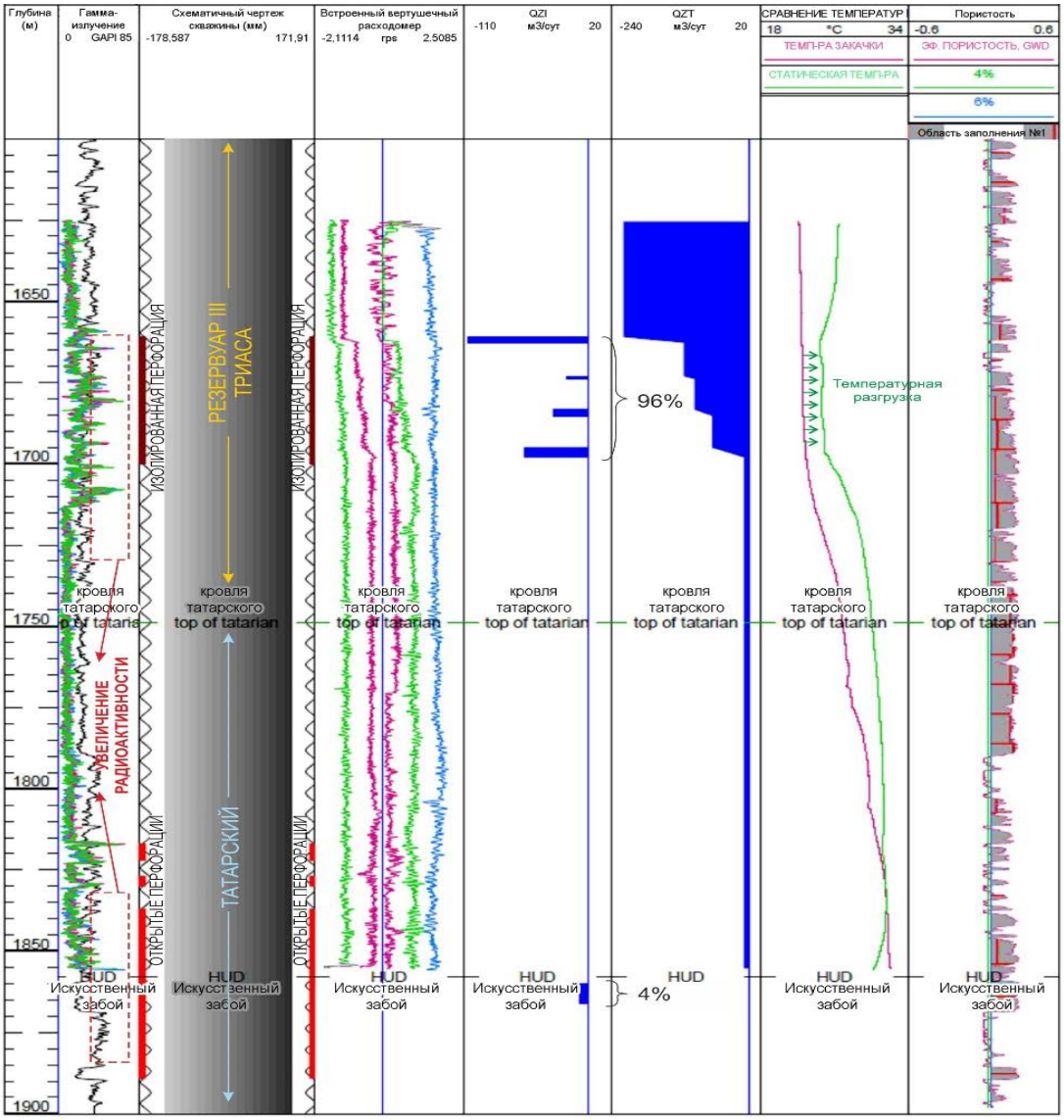


Рисунок 2.5.2.4. Результаты промыслового каротажа на скважине РП-1 (профиль приемистости скважины по данным MPLT-каротажа, февраль 2018 г.)

Техническое состояние скважины РП-1

В 2021 году на скважине проводились следующие работы: 3 теста на приток верхнего металлического уплотнения, замер С затрубного давления. Все герметично.

Скважина РП-3

Нагнетательная скважина РП-3 пробурена в 1990 г. В скважине была выполнена перфорация эксплуатационного татарского горизонта (IV резервуар) в интервалах 1606-1722, 1770-1790; 1810-1830; 1860-1890 и 1930-1950 м. Опробование горизонтов показало низкие свойства емкостно-фильтрационных параметров. Скважина была передана в наблюдательный фонд за распространением промстоков в резервуаре триаса. В феврале 2010 г. в скважине был проведен капитальный ремонт по замене устьевого и подземного оборудования, провели каротаж по оценке цементного камня и коррозии колонны, была повторно произведена перфорация в интервалах (триасовый горизонт резервуар III):

- 1710 – 1697,5 м длиной 12,5 м;
- 1697 – 1685 м длиной 12,0 м;
- 1685 – 1675 м длиной 10 м.

Скважина РП-3 до 2010 г. использовалась как наблюдательная, а с 2013 г. используется как нагнетательная.

Анализ данных на основе PLT-каротажа (2013 г.) показал три зоны закачки: 1622-1634 м (28%); 1650-1656,8 м (58%); 1676-1681,2 (13%) в интервале перфорации 1606-1722 м. Полный интервал закачки составил 23,9 м против 119 м суммы интервалов перфорации.

Анализ данных на основе PLT-каротажа (2018 г.) показал четыре зоны закачки: 1611,6-1618,3 м (8,8%); 1624,3-1629,7 м (14,62%); 1635,8-1639,7 (28,6%) и 1656,1-1663,8 (47,97%) (рис. 2.5.2.5). Полный интервал закачки составил 23,7 м против 116 м суммы интервалов перфорации.

В таблице 2.5.2.2 показаны результаты интерпретации данных, полученных с помощью складного расходомера свободного проходного сечения.

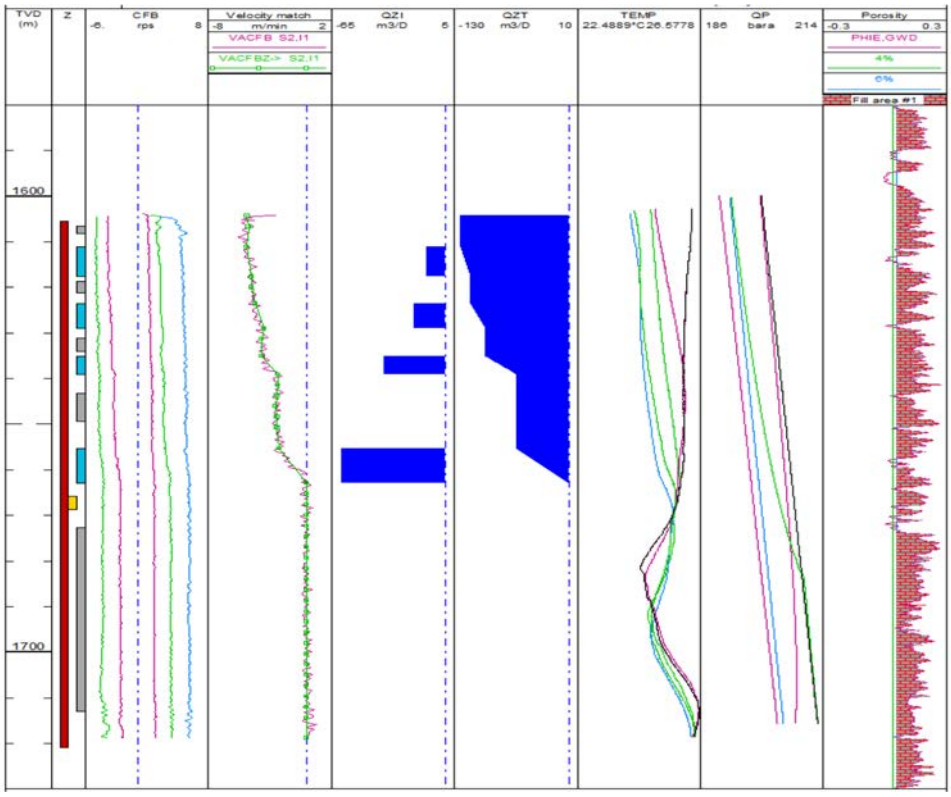


Рисунок 2.5.2.5. Результаты PLT-каротажа в скважине РП-3, 2018 г.

Таблица 2.5.2.2 Принимающие зоны в Резервуаре III

Зоны, м	Q_t рез., м³/сут	Производительность эффективная, %	Вода
(1611,6-1618,3)	10,83	8,80	
(1624,3-1629,7)	17,99	14,62	
(1635,8-1639,7)	35,20	28,60	
(1656,1-1663,8)	59,03	47,97	

Техническое состояние скважины РП-3

В 2021 году на скважине проводились следующие работы. Проверка на приток верхнего металлического уплотнения. Отбор образца рассола с А затруба. Замер затрубного давления В/С. Стравливание А затрубного давления до 0 бар в течении более 7 минут. Приток 23 л. Второй тест на приток верхнего металлического уплотнения- все герметично.

2.6. ОБЪЕМЫ ПРОМСТОЧНЫХ ВОД, НАПРАВЛЯЕМЫЕ НА ПОЛИГОНЫ ЗАКАЧКИ (СУЩЕСТВУЮЩИЕ И ПРОГНОЗНЫЕ). ХАРАКТЕРИСТИКА ХИМИЧЕСКОГО СОСТАВА СТОЧНЫХ ВОД. СОВМЕСТИМОСТЬ СТОЧНЫХ И ПОДЗЕМНЫХ ВОД. ПРИЧИНЫ ПАДЕНИЯ ПРИЕМИСТОСТИ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН

Как сказано выше, Полигон №1 эксплуатируется с 1982 г., а Полигон №2 – с 2003 г. Оба полигона внесли определенный вклад в изменение состояния подземных вод в результате закачки промсточных вод на протяжении достаточно большого периода времени. Ниже будут приведены объемы промсточных вод, направляемые на закачку по состоянию на конец 2021 г.

2.6.1. Фактические показатели закачки (объемы нагнетания, устьевые давления, индексы приемистости). Прогнозные объемы закачки

2.6.1.1. Полигон №2

Формирующиеся промсточные воды на установке КПК после системы подготовки направляются на Полигон №2.

С 2003 года по 2006 на полигоне происходило наращивание объемов с 3,2 до 203,2 тыс.м^3. Начиная с 2007 г. и по 2013 г. на полигоне в пласт закачивалось 231,9-327,1 тыс. м^3/год сточных вод. Начиная с 2014 года, начался рост объемов с 299,2тыс. м^3/год в 2014 году, до 693,6 тыс. м^3/год в 2021 году (табл. 2.6.1.1, рис. 2.6.1.1, 2.6.1.2).

Таблица 2.6.1.1 Суммарный объем закачанных стоков на Полигоне №2

Год	Объем закачанных стоков, м^3					Всего:
	РП-4	РП-5	РП-6	РП-7	РП-8	
2003	3171,0					**3171,0**
2004	48734,8	11637,8				**60372,6**
2005	117816,4	56928,5				**174744,9**
2006	60595,5	142578,2				**203173,7**
2007	100267,2	131668,8				**231936,0**
2008	113185,1	75990,7	52250,1			**241425,9**
2009	67865,0	145254,9	12261,1			**225381,0**
2010	142583,8	60467,8	26223,0			**229274,6**
2011	131724,0	32276,0	89338,0			**253338,0**
2012	90303,0	125639,0	35452,0			**251394,0**
2013	106527,0	100013,0	120605,0			**327145,0**
2014	57496,0	68189,0	76838,5	96668,50		**299192,0**
2015	49313,0	62049,0	107384,0	121154,0		**339900,0**
2016	36194,0	75052,0	114628,0	149945,0		**375819,0**
2017	162396,0	106764,0	122733,0	123360,0	20178,0	**535431,0**
2018	119512,0	122422,0	117515,0	111097,0	122718,0	**593264,0**
2019	104372,0	93061,0	112858,0	126111,0	112281,0	**548683,0**
2020	152744,0	25323,0	132761,0	144368,0	139755,0	**594951,0**
2021	67097,0	143968,0	136794,0	160372,0	185057,0	**693648,0**
Итого:	**1731896,8**	**1579282,7**	**1257640,7**	**1033435,5**	**579989,0**	**6182244,7**

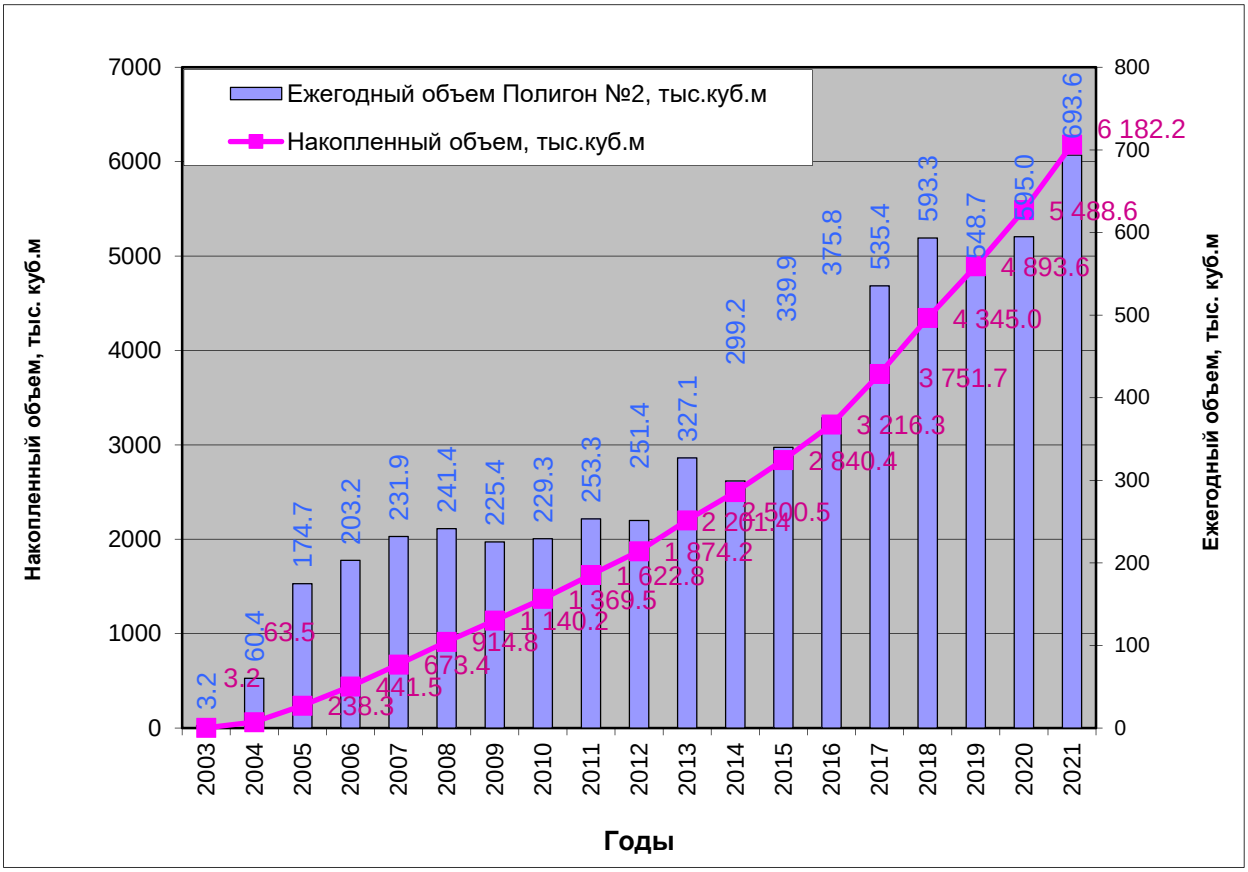


Рисунок 2.6.1.1. Ежегодные объемы закачки (2003-2021 гг.) и накопленный объем на Полигоне №2

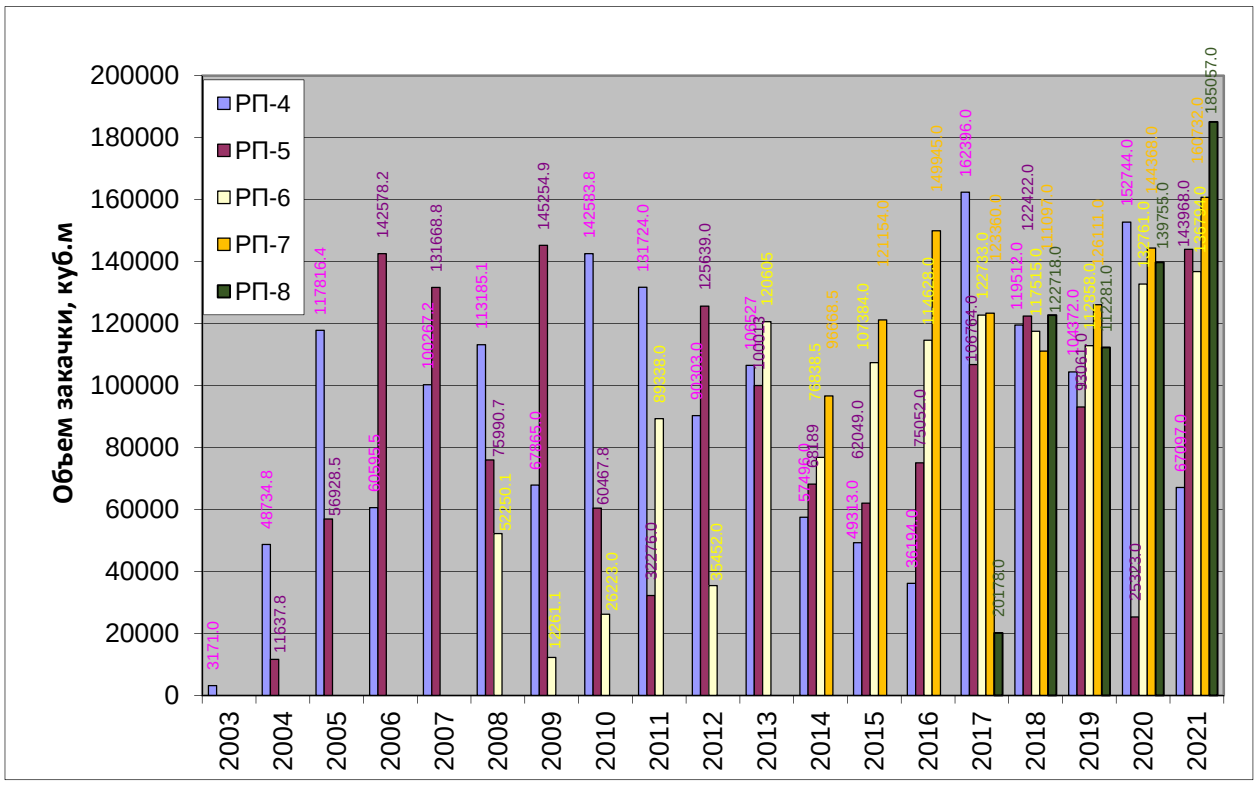


Рисунок 2.6.1.2. Ежегодные объемы закачки промстоков в каждую скважину с 2003 по 2021 год

График ежемесячных объемов закачки промстоков по скважинам за 2021 год представлен на рисунке 2.6.1.3. В работе всегда находятся 3-4 скважины, а одна или две в резерве.

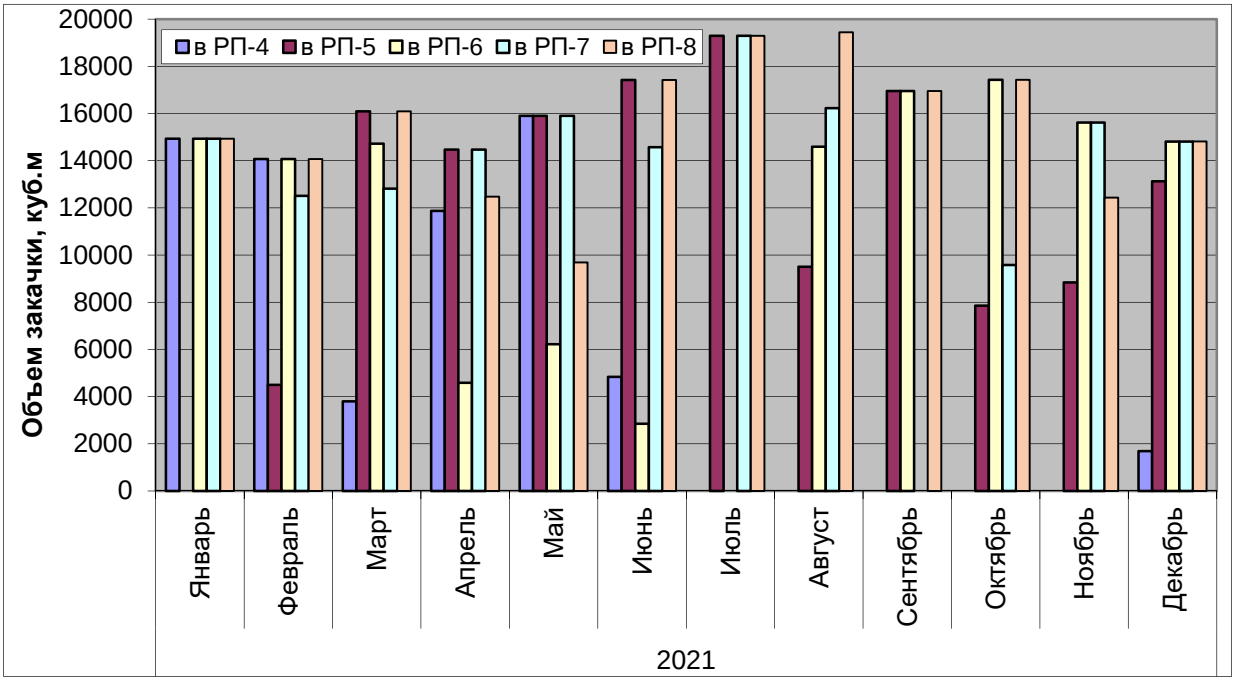
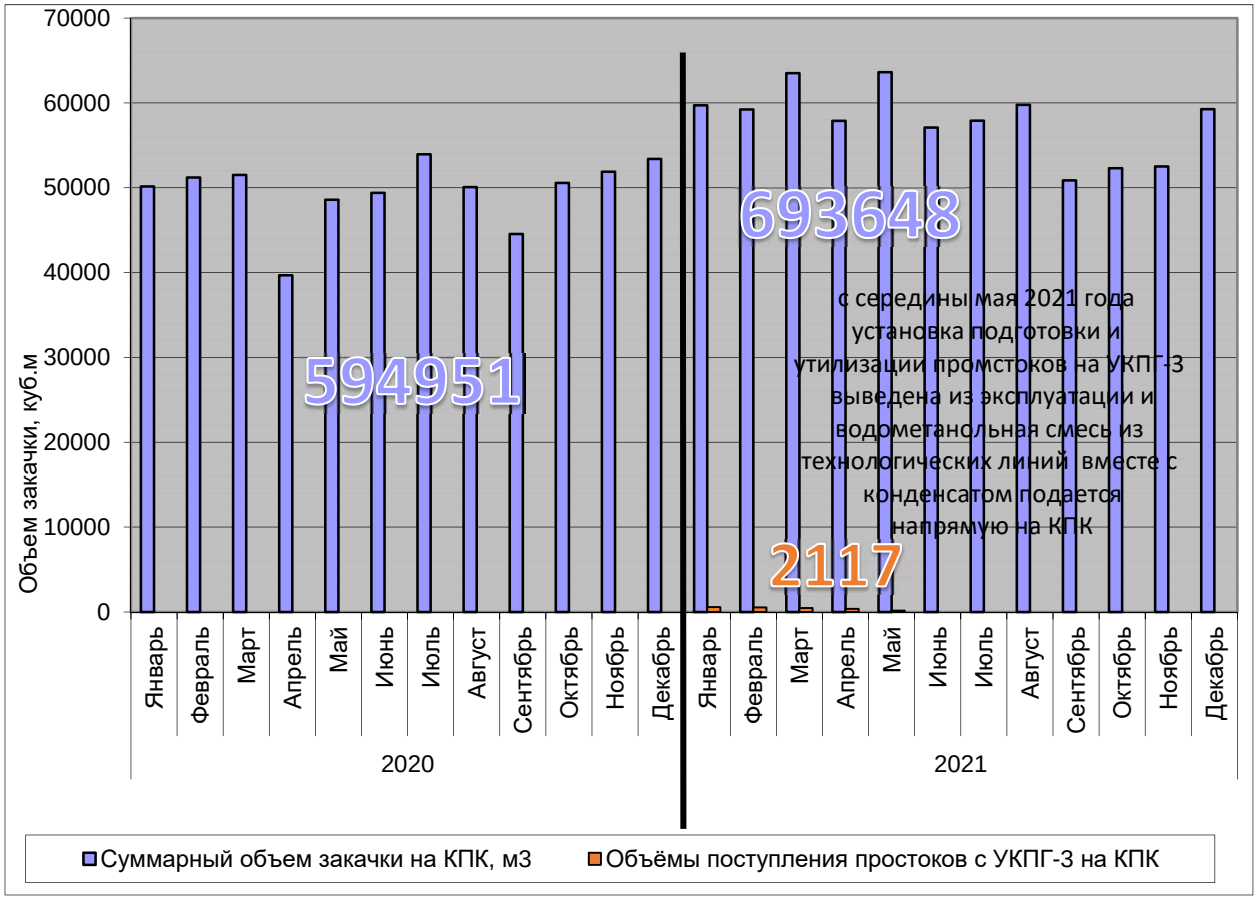


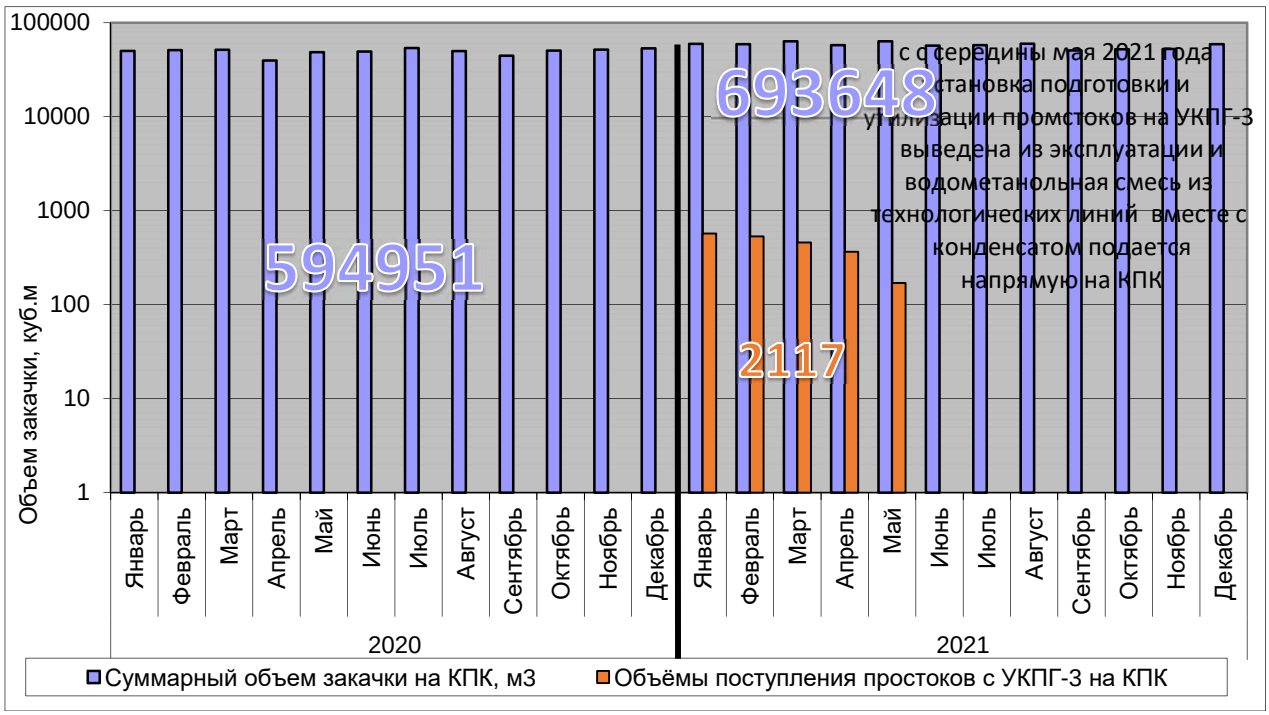
Рисунок 2.6.1.3. Ежемесячные объемы закачки стоков по скважинам за 2021 год на Полигоне №2

С начала 2021 г. на очистные сооружения КПК направляется в том числе поток промсточных вод с УКПГ-3, и затем происходит их захоронение путем закачки через скважины Полигона №2. Доля привноса в общий объем закачиваемых промсточных вод на Полигон №2 стоков с УКПГ-3 весьма мала (более чем на два порядка), что демонстрируется рис. 2.6.1.4 (а, б), а потому эта переориентировка стоков практически не влияет на качество исходных сточных вод, направляемых на очистные сооружения.

Приемистость нагнетательных скважин РП-4, РП-5 и РП-6, начиная с 2008-2009 гг. по 2014 год снижалась: по скважине РП-4 – с 900-1000 до 300-500 м^3/сут, по скважине РП-5 – с 800-850 до 300-500 м^3/сут, по скважине РП-6 – с 800 до 300-500 м^3/сут. С 2014 года и по 2019 год приемистость по всем трем скважинам практически не менялась и составляла 300-500 м^3/сут. В этот период обработка скважин проходила в основном соляной кислотой с чередованием фтористоводородной. В 2020 году подбирался оптимальный рецепт раствора для обработки перфораций скважин. В 2021 году стали применять обработку 20%HCl+10%растворителя и далее обработка 3%NH4Cl+7,5%HCl+HF. Данный подход позволил заметно увеличить приемистость и индексы приемистости скважин. Так в скважине РП-4 приемистость в 2021 году увеличилась до 500-550 м^3/сут, в скважинах РП-5 и РП-6 до 500-700 м^3/сут. Таким образом несмотря на то, что многолетние тренды приемистости имеют еще отрицательную направленность, тренд приемистости построенный за последние три года по этим скважинам имеет стабильный рост. По скважинам РП-7 и РП-8 приемистость (рис. 2.6.1.5-2.6.1.14).



а)



б)

Рисунок 2.6.1.4. Объем сточных вод, перенаправленных с УКПГ-3 на КПК равномерная шкала (а) и логарифмическая шкала (б)

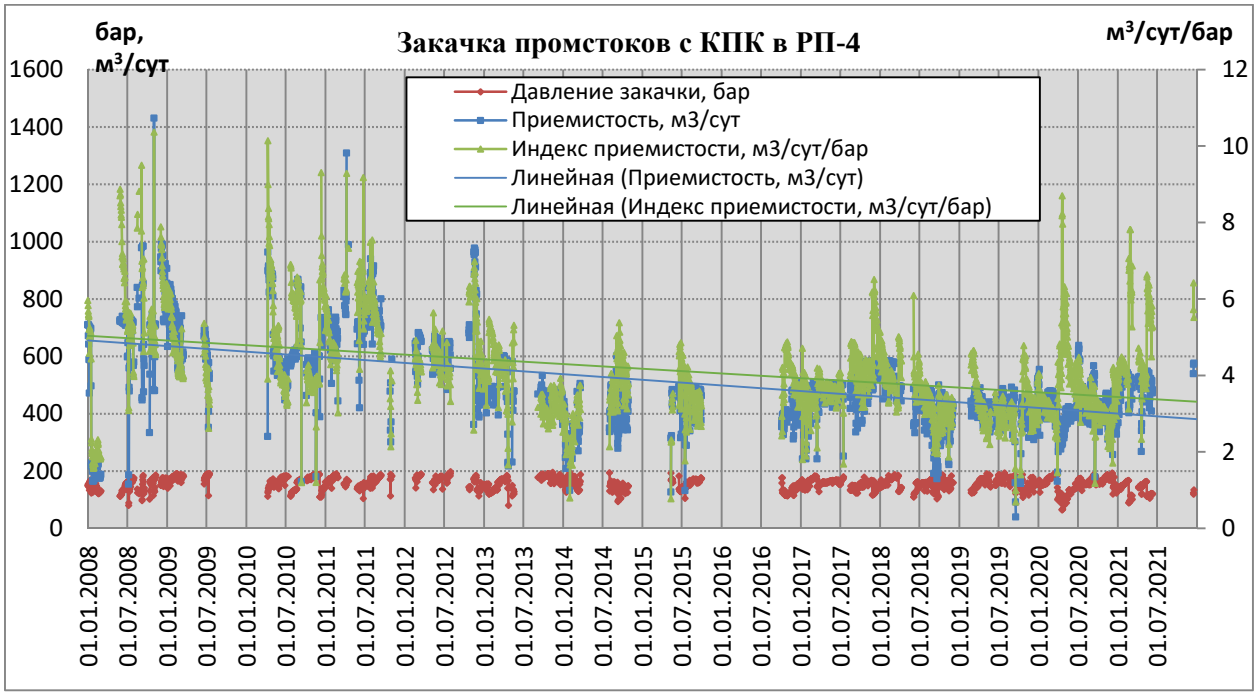


Рисунок 2.6.1.5. Приемистость, давление закачки и индекс приемистости скважины РП-4 с 2008 г. по 2021 г.

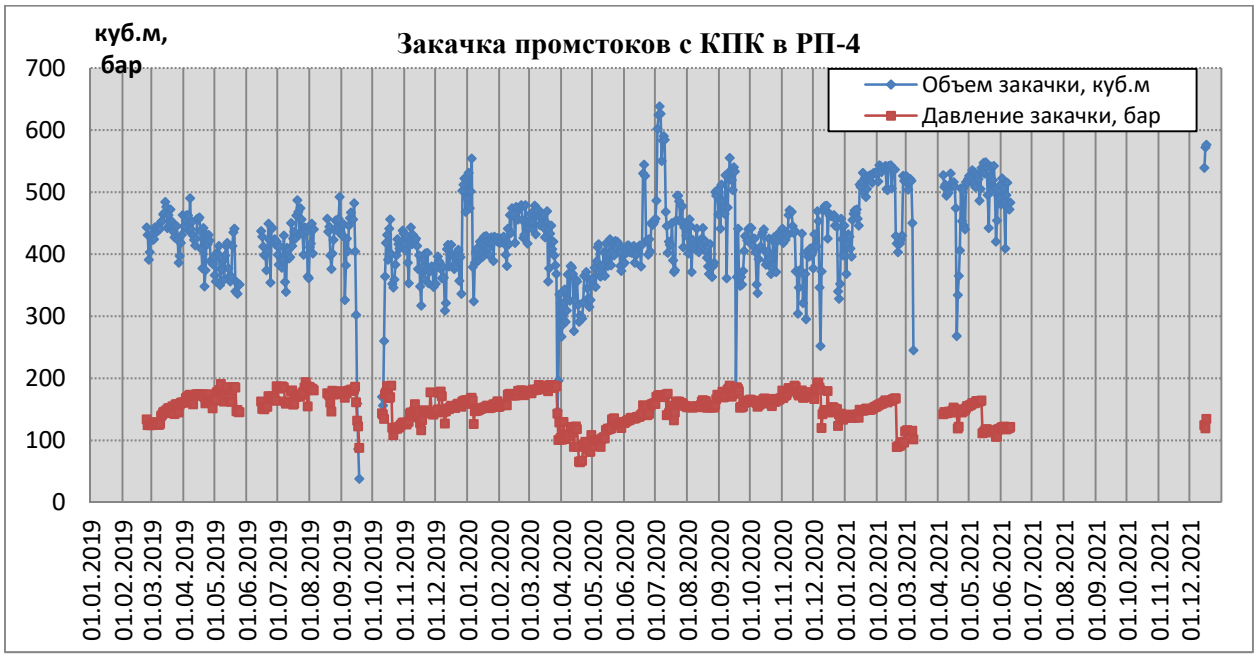


Рисунок 2.6.1.6. Динамика изменения фактических объемов и давления закачки по нагнетательной скважине РП-4 в 2019–2021 гг.

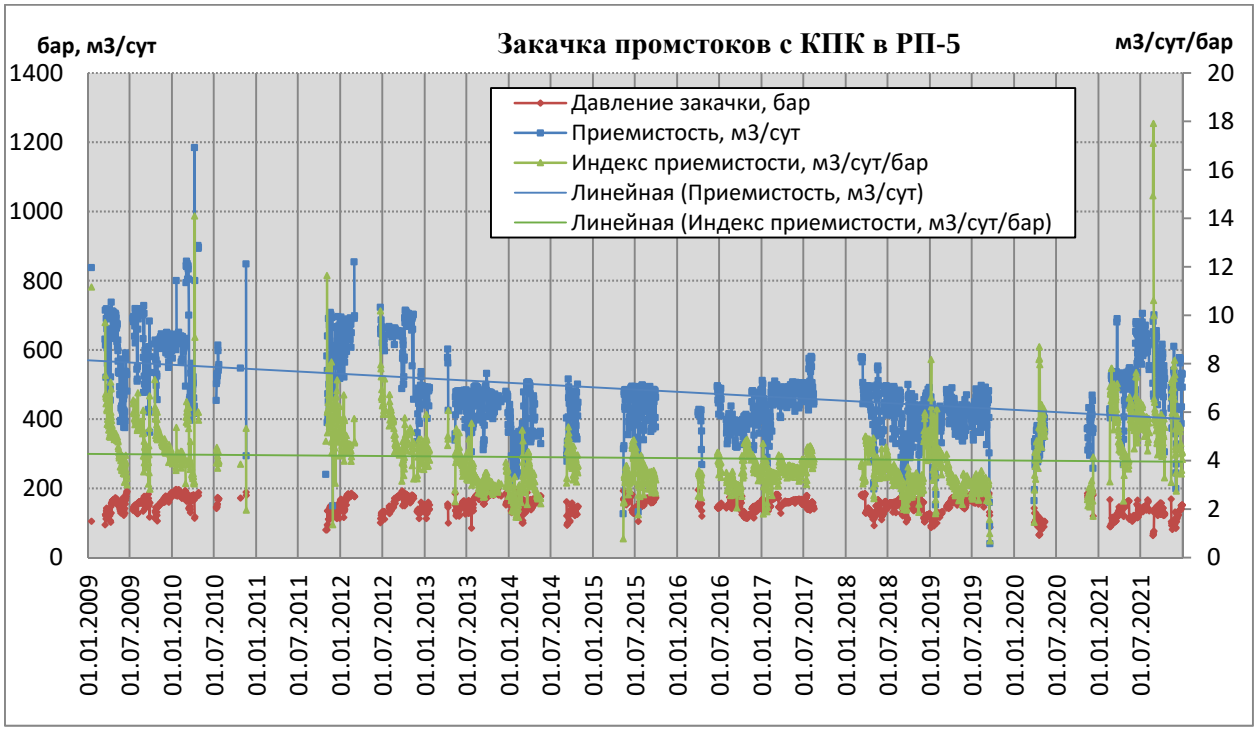


Рисунок 2.6.1.7. Приемистость, давление закачки и индекс приемистости скважины РП-5 с 2009 г. по 2021 г.

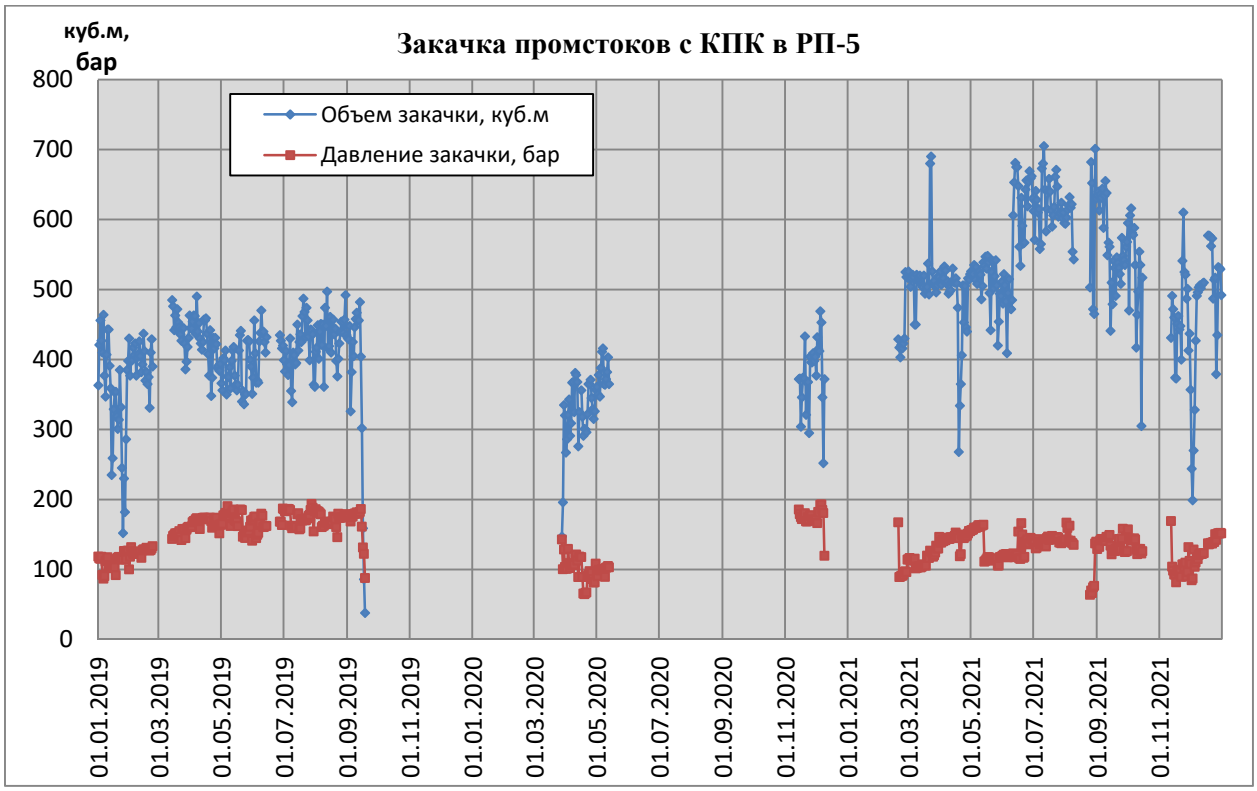


Рисунок 2.6.1.8. Динамика изменения фактических объемов и давления закачки по нагнетательной скважине РП-5 в 2019–2021 гг.

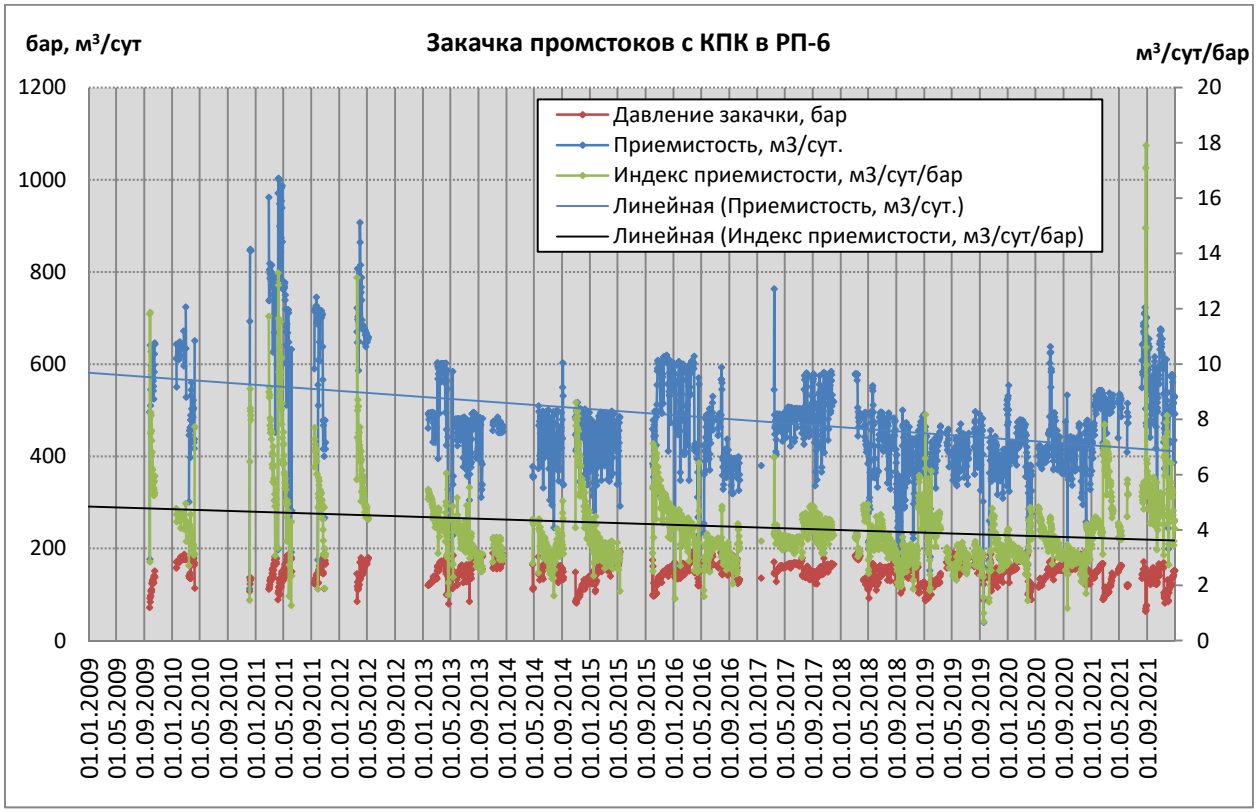


Рисунок 2.6.1.9. Приемистость, давление закачки и индекс приемистости скважины РП-6 с 2009 г. по 2021 г.

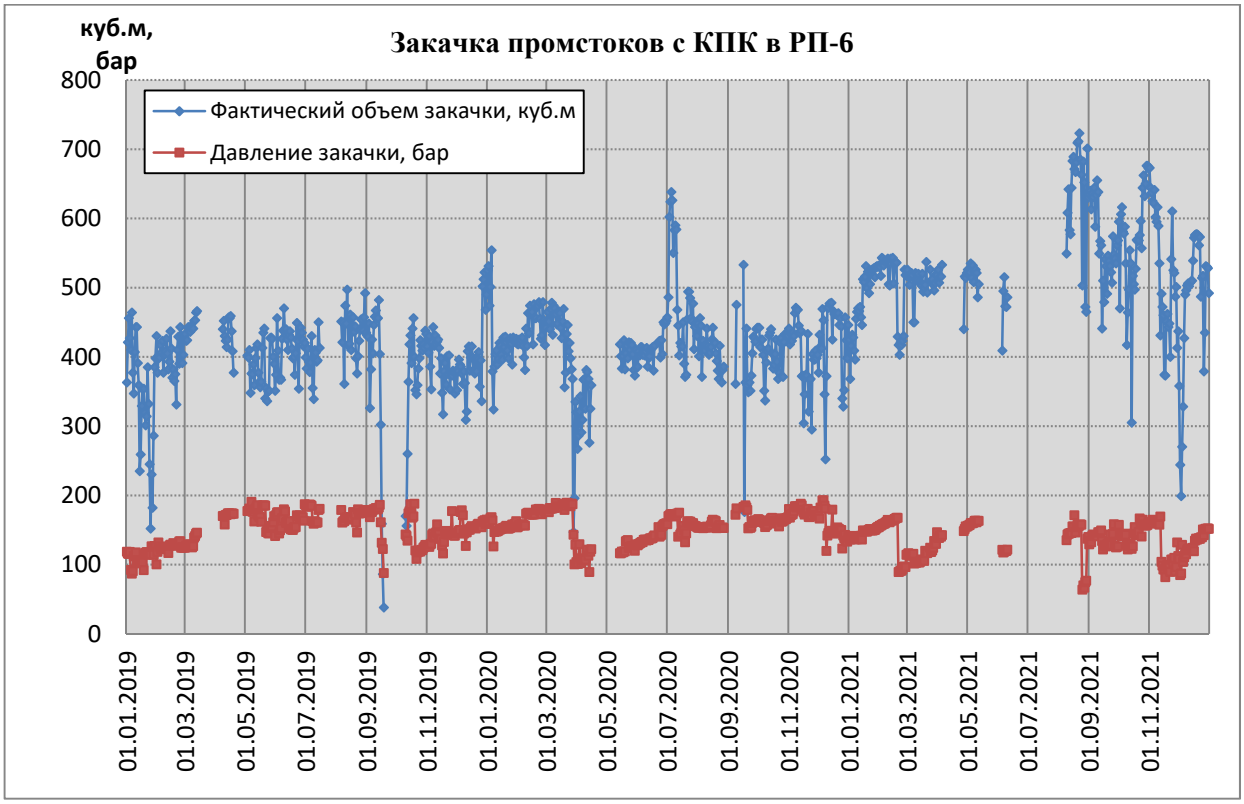


Рисунок 2.6.1.10. Динамика изменения фактических объемов и давления закачки по нагнетательной скважине РП-6 в 2019–2021 гг.

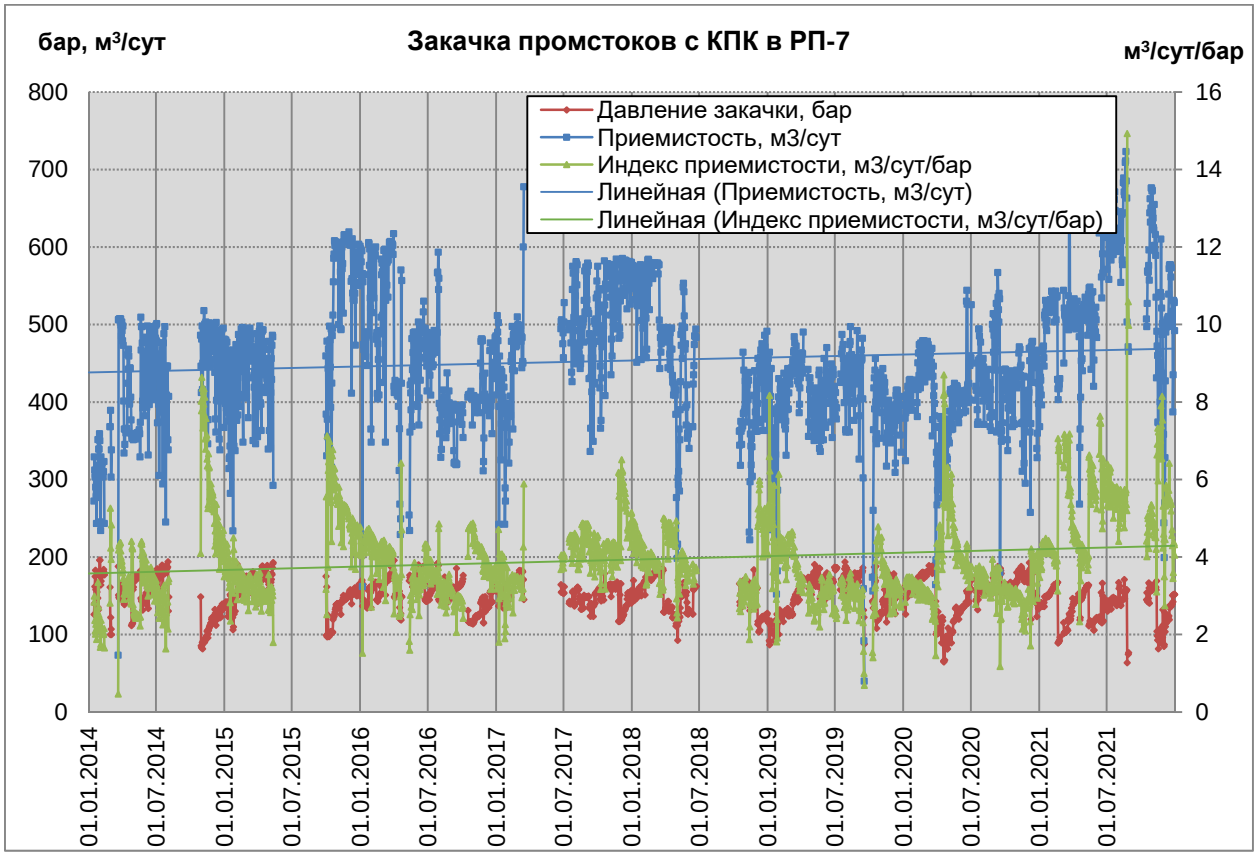


Рисунок 2.6.1.11. Приемистость, давление закачки и индекс приемистости скважины РП-7 с 2009 г. по 2021 г.

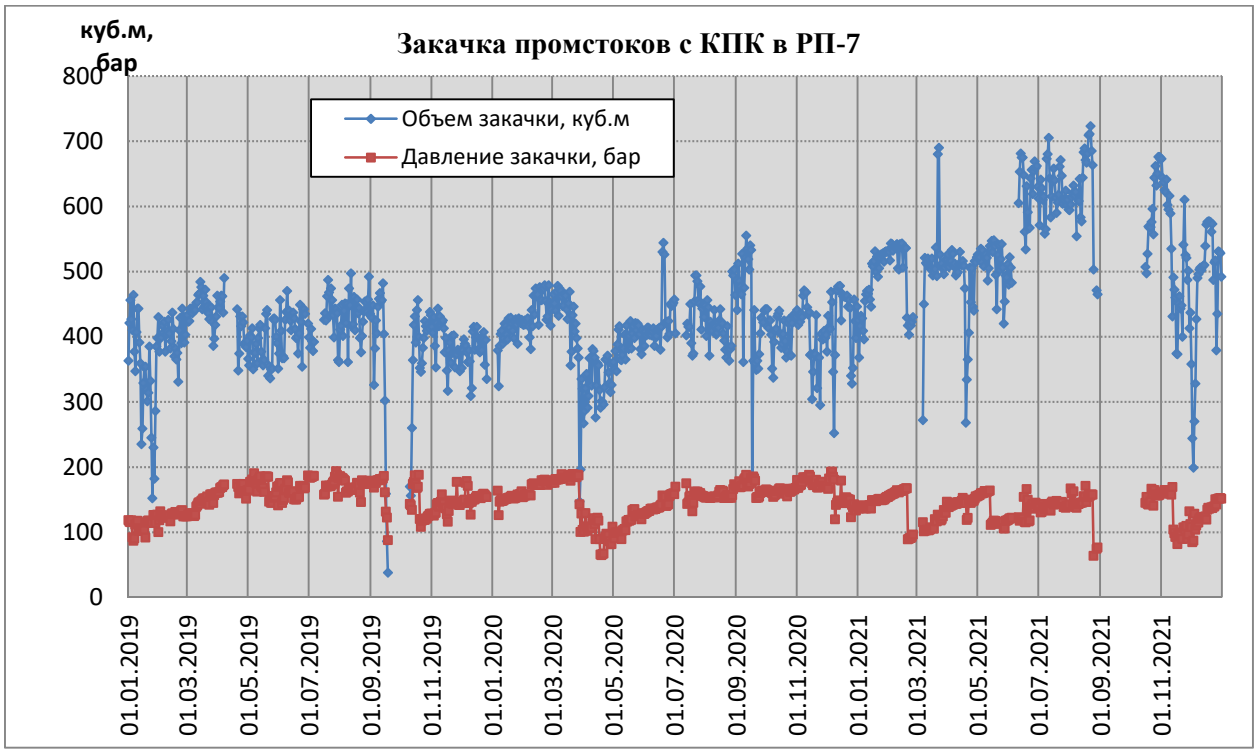


Рисунок 2.6.1.12. Динамика изменения фактических объемов и давления закачки по нагнетательной скважине РП-7 в 2019–2021 г.

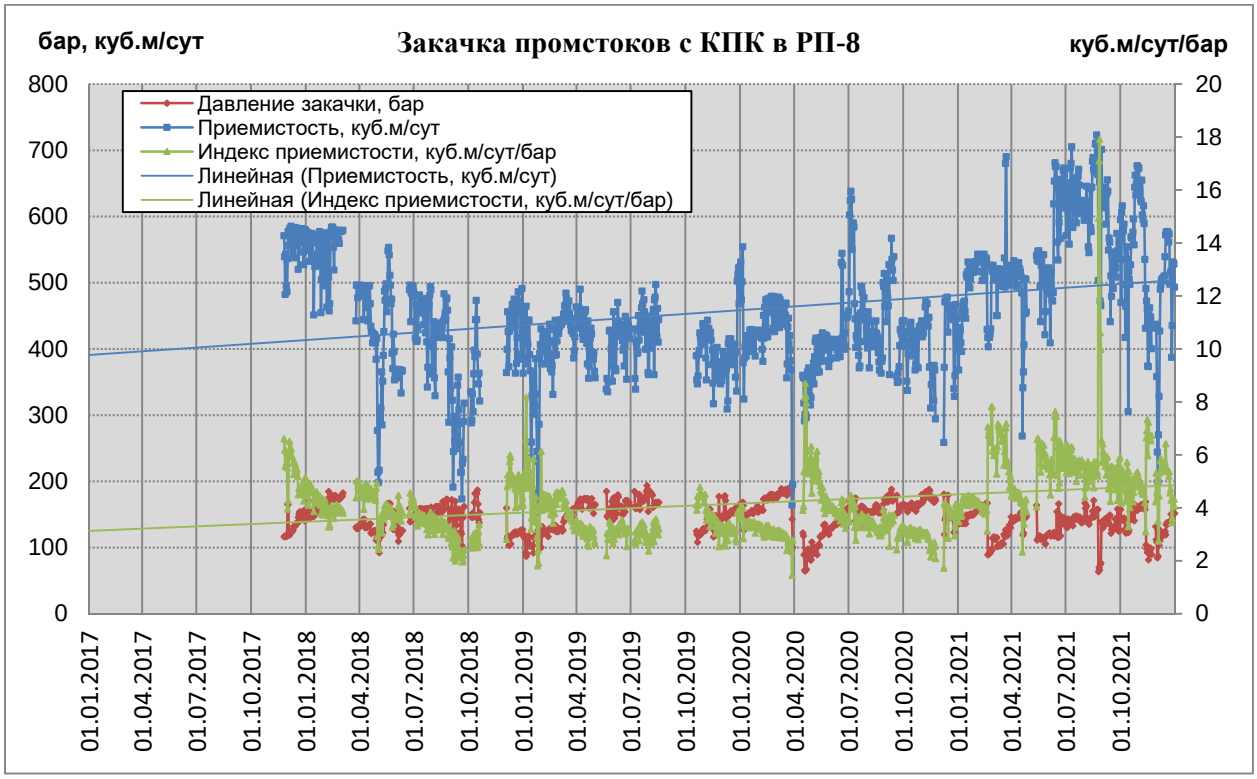


Рисунок 2.6.1.13. Приемистость, давление закачки и индекс приемистости скважины РП-8 с 2009 г. по 2021 г.

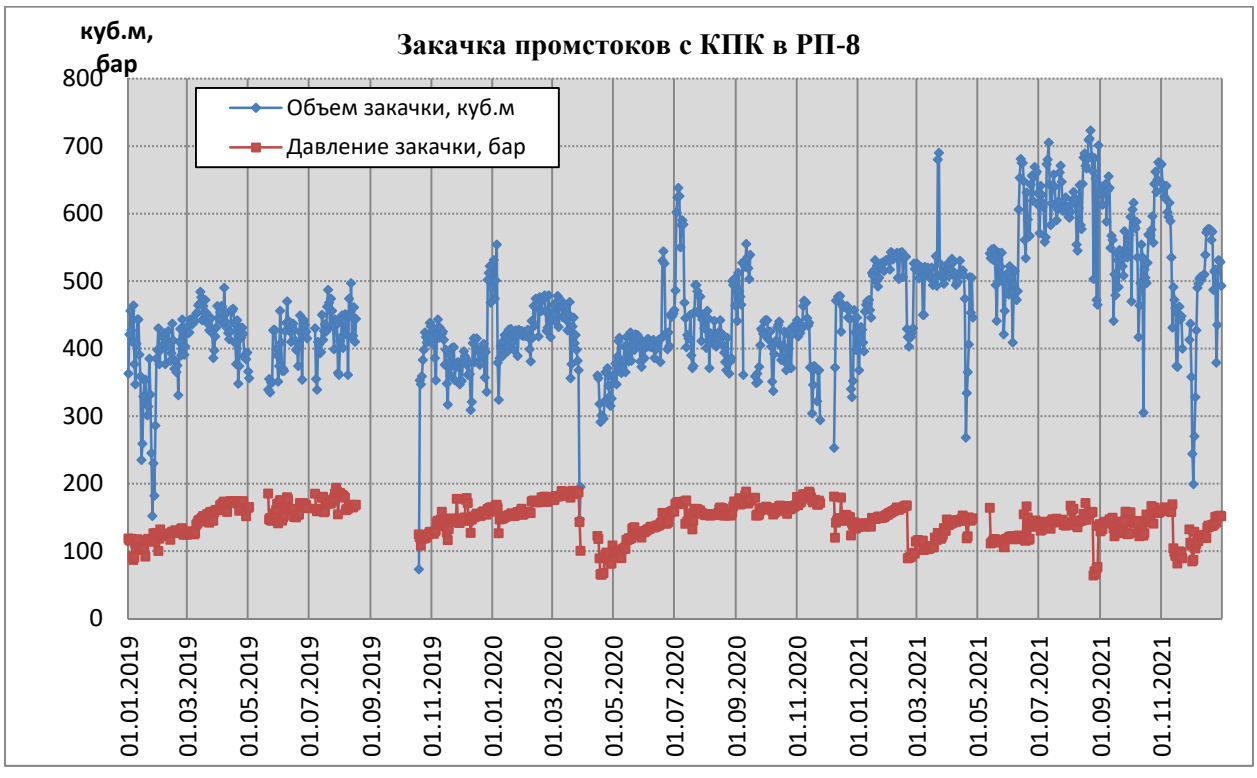


Рисунок 2.6.1.14. Динамика изменения фактических объемов и давления закачки по нагнетательной скважине РП-8 в 2019–2021г.

Изменение суммарного суточного объема закачки на Полигоне №2 показано на рис. 2.6.1.15.

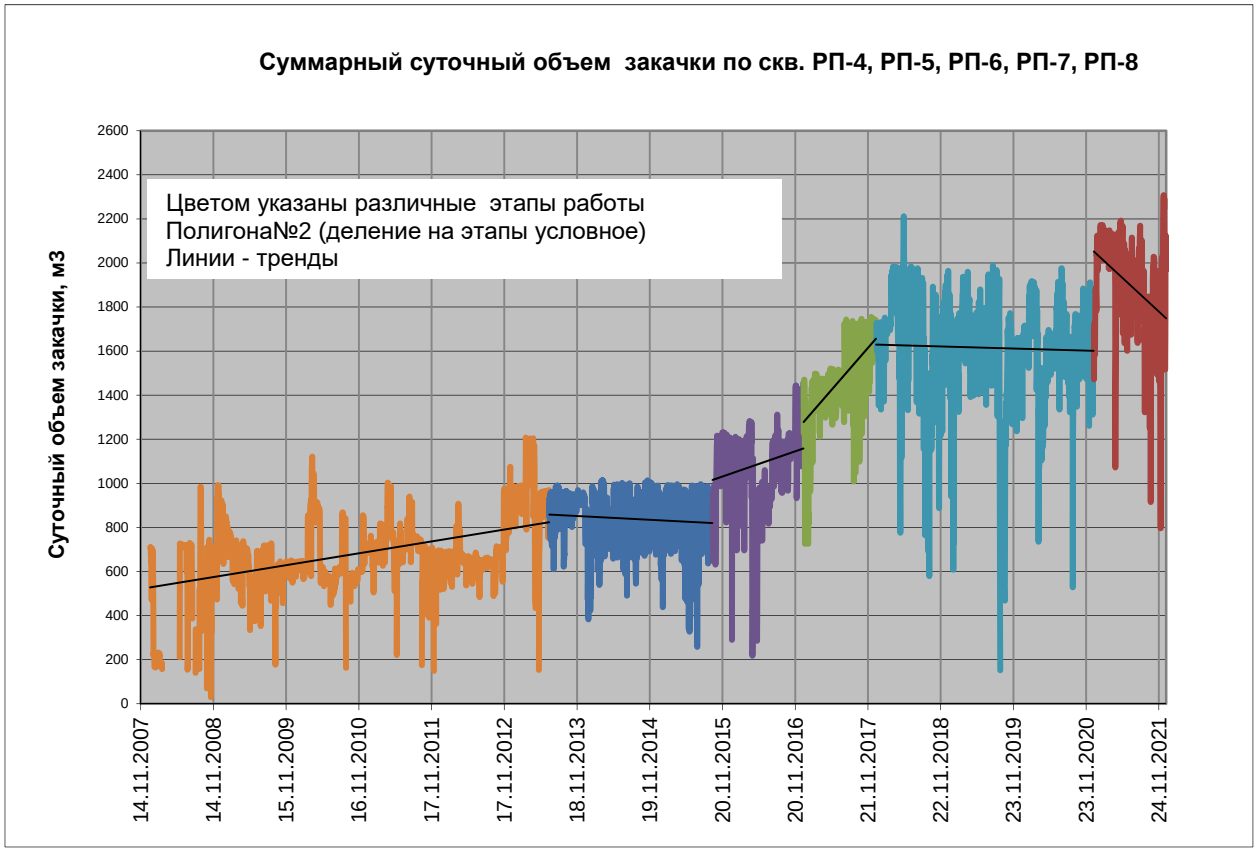


Рисунок 2.6.1.15. Суммарные фактические суточные объемы закачки по всем скважинам с 2008 по 2021 год

С 2015-2017 гг. наблюдается рост суммарных суточных объемов закачки на Полигоне №2 (рис. 2.6.1.16). В 2018 году фактические максимальные суточные объемы закачки на Полигоне №2 достигали 2212 м^3. В 2019 году и максимумы, и средние значения снизились из-за проводимых ППР и составили 1988 м^3 и 1595 м^3 соответственно. Изменение ежедневных значений объемов закачки промстоков в мае, сентябре 2018 и январе 2019 года в сторону уменьшения связана с тем, что происходили различные мелкие ремонты, замена фильтров, остановка ниток и ремонт технологических установок. В сентябре-октябре месяце 2019 года, была выполнена остановка завода на планово- предупредительный ремонт (ППР). В 2020 году максимум составил 1976 м^3, среднее 1626 м^3. В 2021 году суммарные суточные объемы закачки возросли до 1600-2200 м^3, максимум составил 2308 м^3, а среднее 1900 м^3. Давление нагнетания по всем скважинам при этом в 2021 году колебалось в диапазоне от 63,7 до 171,1 бар, что не превышает максимально допустимой величины устьевого давления (206 бар).

Годовой объем нагнетания в 2021 г., исходя из суммарной приемистости нагнетательных скважин, составил 693,6 тыс. м^3/год, что не превышает лимитированную величину (лимит на 2021 г. – 823,0 тыс. м^3/год = 2254 м^3/сут) (Книга 2. Приложение 9).

По предварительным прогнозам, которые имеются на сегодняшний день, объем закачки на Полигоне №2 может составить в 2022 гг. – порядка 90,0 м^3/час или 2159 м^3/сут (788,0 тыс. м^3/год), то есть не превысит разрешенные Уточненной рабочей программой объемы (рис. 2.6.1.17).

Согласно современному прогнозу (в соответствии с Бизнес-планом КПО на 2022-2026 гг.) к 2023 г. прогнозируется дополнительное увеличение закачиваемых объемов промсточных вод до 115 м^3/час (1100,0 тыс. м^3/год), что уже превысит лимитированные объемы закачки. Названные прогнозные объемы согласованы с ГКЭН РК (Протокол № 2343-А заседания ГКЭН от 28 сентября 2021 г. (Книга 2. Приложение 15). В связи с непредвиденными обстоятельствами,

прогнозируемый объем может составить 126,5 м^3/ч (**1108,14 тыс. м^3/год**=3036 м^3/сут), то есть может быть увеличен примерно еще на 10% (на 11,5 м^3/час). После согласования проекта Дополнения №3 (настоящего документа) в гос. органах, будет произведена коррекция Уточненной рабочей программы - будут уточнены лимитированные/разрешенные к закачке объемы промсточных вод.

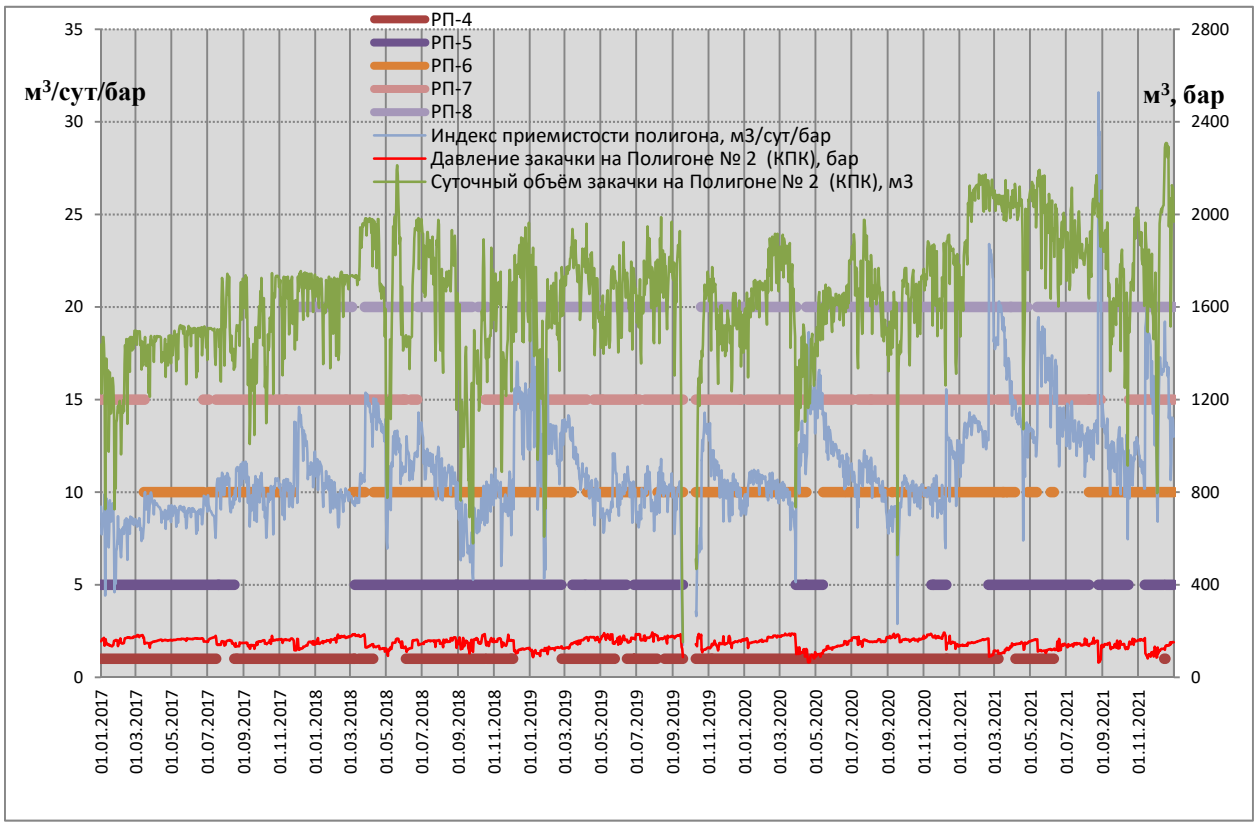


Рисунок 2.6.1.16. Суммарный суточный объем закачки промстоков в скважины, давление закачки и суммарный индекс приемистости на Полигоне №2 (2017- 2021г.)

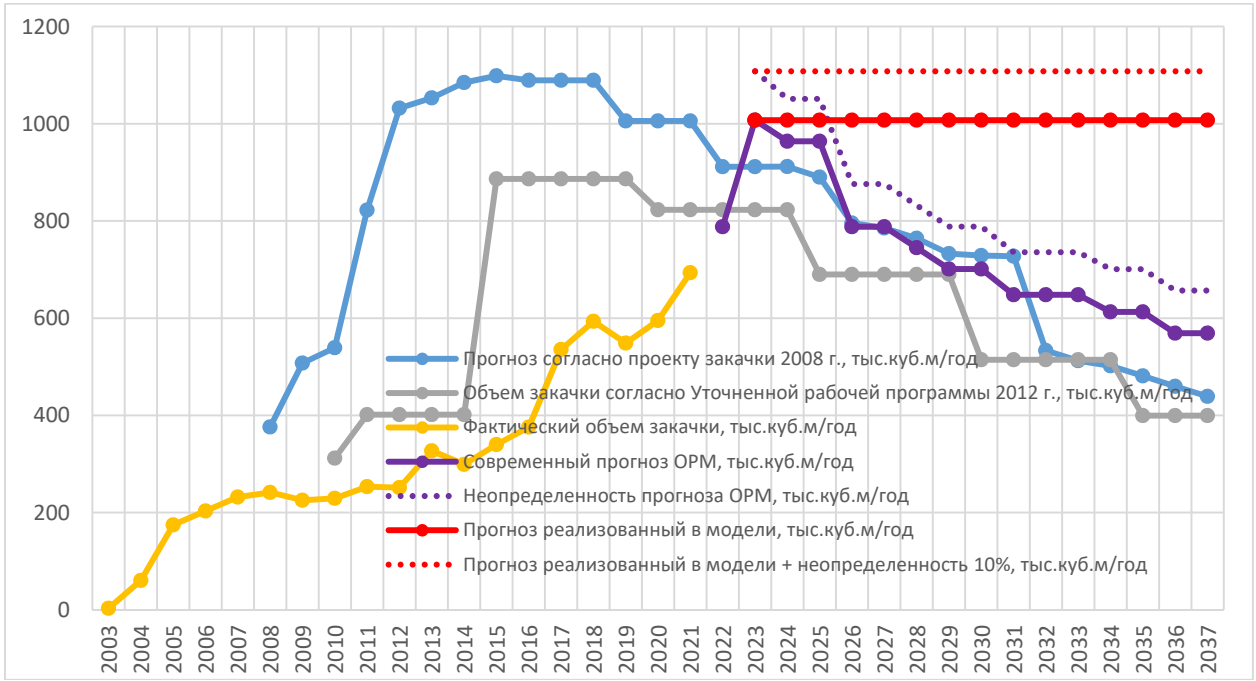


Рисунок 2.6.1.17. Фактические, лимитированные и прогнозные (по состоянию на 2008 г. и 2021 г.) объемы закачки на Полигоне №2

2.6.1.2. Полигон №1

Настоящий проект посвящен Полигону №2 – оценке воздействия на ОС от увеличения объемов закачки промсточных вод и связанных с этим увеличением резерва нагнетательных скважин. Результаты эксплуатации Полигона №1 показаны здесь с целью показать, что полигон эксплуатируется в настоящее время в рамках проектных решений Дополнения №2, а также потому, что ниже будут рассматриваться предложения по нормированию объемов и качества промсточных вод.

Формирующиеся промсточные воды на Установках УКПГ-2 и УКПГ-3 после прохождения систем подготовки сточных вод направляются на Полигон закачки №1. До 1999 г. на Полигон поставлялись стоки исключительно с установки УКПГ-3. С 2000 г. по 2003 г. стоки на полигон с установки не направлялись. С 2004 г. на Полигон №1 стали направляться промсточные воды и с новой установки УКПГ-2. В 2021 году установка УКПГ -3 сначала была остановлена на ППР (с января по май), в это время стоки с нее перенаправлялись на КПК, а в дальнейшем полностью выведена из эксплуатации. Таким образом, в настоящее время водометанольная смесь из технологических линий вместе с конденсатом подаётся напрямую на КПК. Возобновление работы УПВМС не планируется.

Объемы промстоков, направляемые на Полигон №1 и их накопленная величина приведены в табл. 2.6.1.1 и на рис. 2.6.1.18, отдельно с каждой установки по годам, приведены на рис. 2.6.1.19, по месяцам с 2019 по 2021 гг. – на рис. 2.6.1.20. Рисунки показывают, что преимущественно промстоки поступают с установки УКПГ-2. В последнее время (2018-2020 гг.) объем промстоков с установки УКПГ-2 примерно в 5-11 раз больше объема промсточных вод, поступающих с установки УКПГ-3. Суммарные объемы промсточных вод, направляемых на закачку на Полигон №1, приведены на рис. 2.6.1.20.

Таблица 2.6.1.1 Суммарный объем закачанных стоков на Полигоне №1

Год	Объем закачанных стоков, м^3		Всего:
	РП-1	РП-3	
1992	2480		2480
1993	2920		2920
1994	453		453
1995	556		556
1996	257,6		257,6
1997	216		216
1998	1041,5		1041,5
1999	597		597
2000	0		0
2001	69,75		69,75
2002	0		0
2003	1876,84		1876,84
2004	3359		3359
2005	12451,4		12451,4
2006	8266,64		8266,64
2007	8964,1		8964,1
2008	12921,1		12921,1
2009	15499,4		15499,38
2010	14249,3		14249,26
2011	12912		12912
2012	13725		13725
2013	8169,4	7142,9	15312,3
2014	0	31444,8	31444,8
2015	3698	33488	37186

Год	Объем закачанных стоков, м³		Всего:
	РП-1	РП-3	
2016	29130	8450	37580
2017	13961	33008	46969
2018	32740	37702	70442
2019	19978	60158	80136
2020	35828	64114	99942
2021	0	87010	87010
Итого:			618837,7

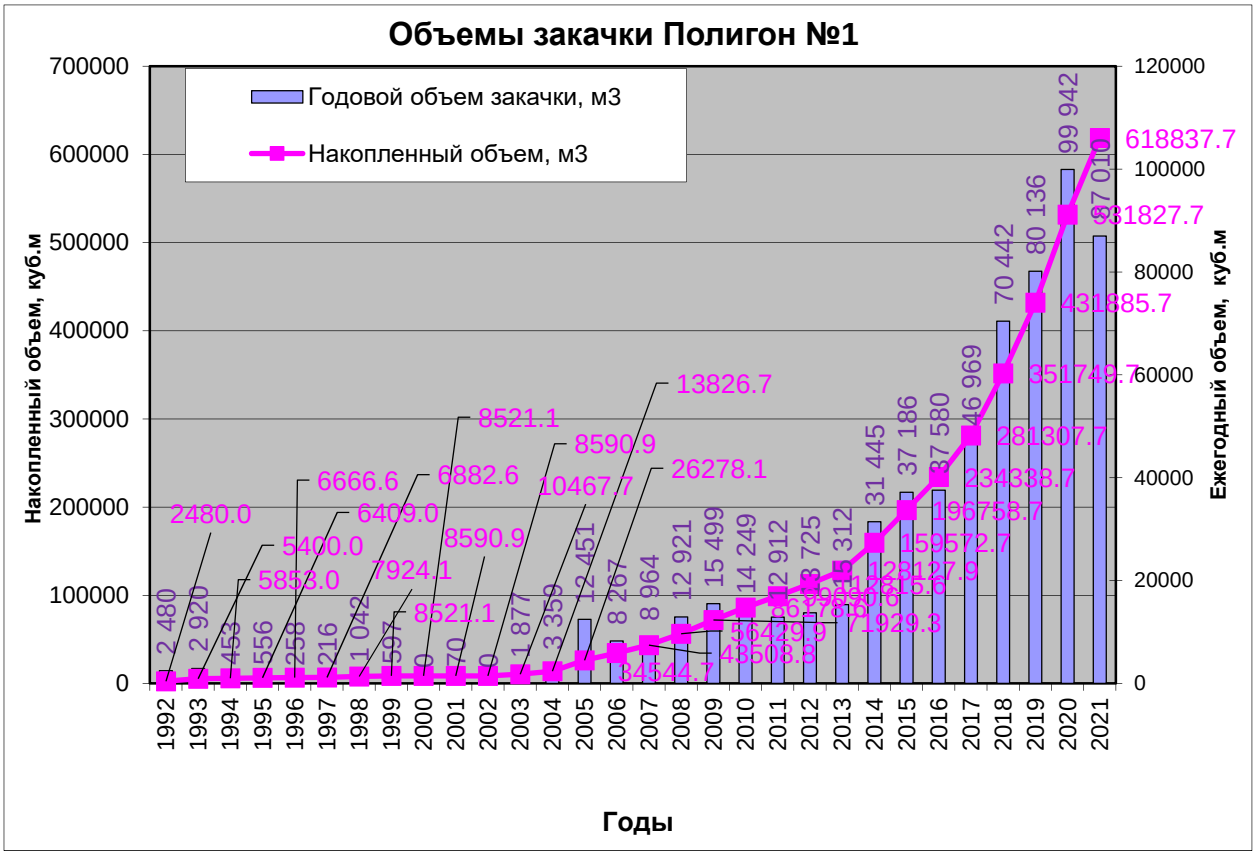


Рисунок 2.6.1.18. Объемы закачки стоков на Полигоне №1 по годам



Рисунок 2.6.1.19. Годовые объемы промсточных вод с установок УКПГ-3 и УКПГ-2, поступающие на закачку на Полигон №1

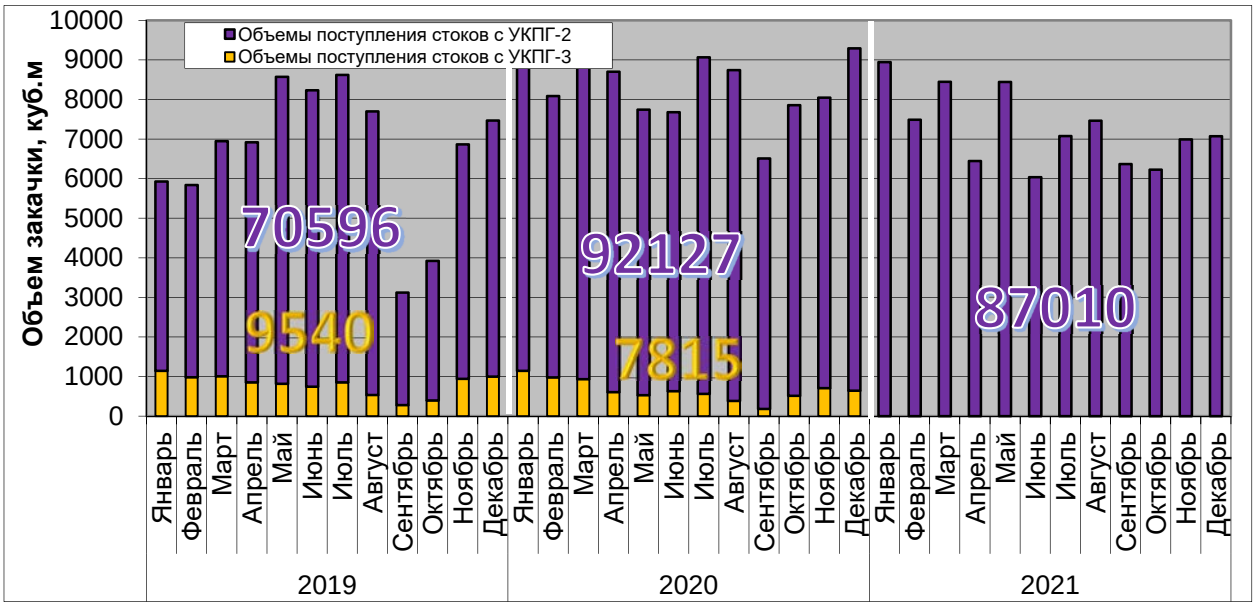


Рисунок 2.6.1.20. Среднемесячные объемы промсточных вод с установок УКПГ-3 и УКПГ-2, поступающие на закачку на Полигон №1

С 1992 по 2004 год годовые объемы закачки на полигоне не превышали 3359 м^3 при среднем значении 1257 м^3, минимальное значение было в 2001 году и составило всего 70 м^3, в 2000 и 2002 годах закачка в подземные горизонты на полигоне не производилась. В период 2005-2007 гг. закачка на Полигоне №1 успешно производилась в объеме 9-12 тыс. м^3/год (при устьевых давлениях 70-80 бар, редко устьевое давление достигало 100 бар). В период с 2008 г. по 2013 г. годовой объем закачки изменялся в пределах 12,9-15,5 тыс. м^3 (рис. 6.2.1.18).

С середины 2013 г. в систему закачки была подключена нагнетательная скважина РП-3. В 2014 г. общий объем закачанных промстоков резко возрос и составил 31,45 тыс. м^3. С этого момента объем стоков ежегодно увеличивался. В 2017 г. годовой объем закачки составил 46,97 тыс. м^3, в 2018 – 70,44 тыс. м^3, в 2019 году до 80,14 тыс. м^3. Рост годовых объемов закачки продолжался до 2020 года, когда был зафиксирован его максимум, который

составил 99,94 тыс. м^3. В 2021 году объем стоков на Полигоне №1 несколько снизился, что связано с отводом стоков с УКПГ-3 на КПК, и составил 87,01 тыс. м^3 (рис. 2.6.1.18). Максимальная величина устьевых давлений до 2021 года доходила до 93 бар, а в 2021 году несколько снизилась и составила максимум 72 бар (единичный замер), что в обоих случаях не превышало проектную величину устьевого давления (100 бар) (рис.2.6.1.21).

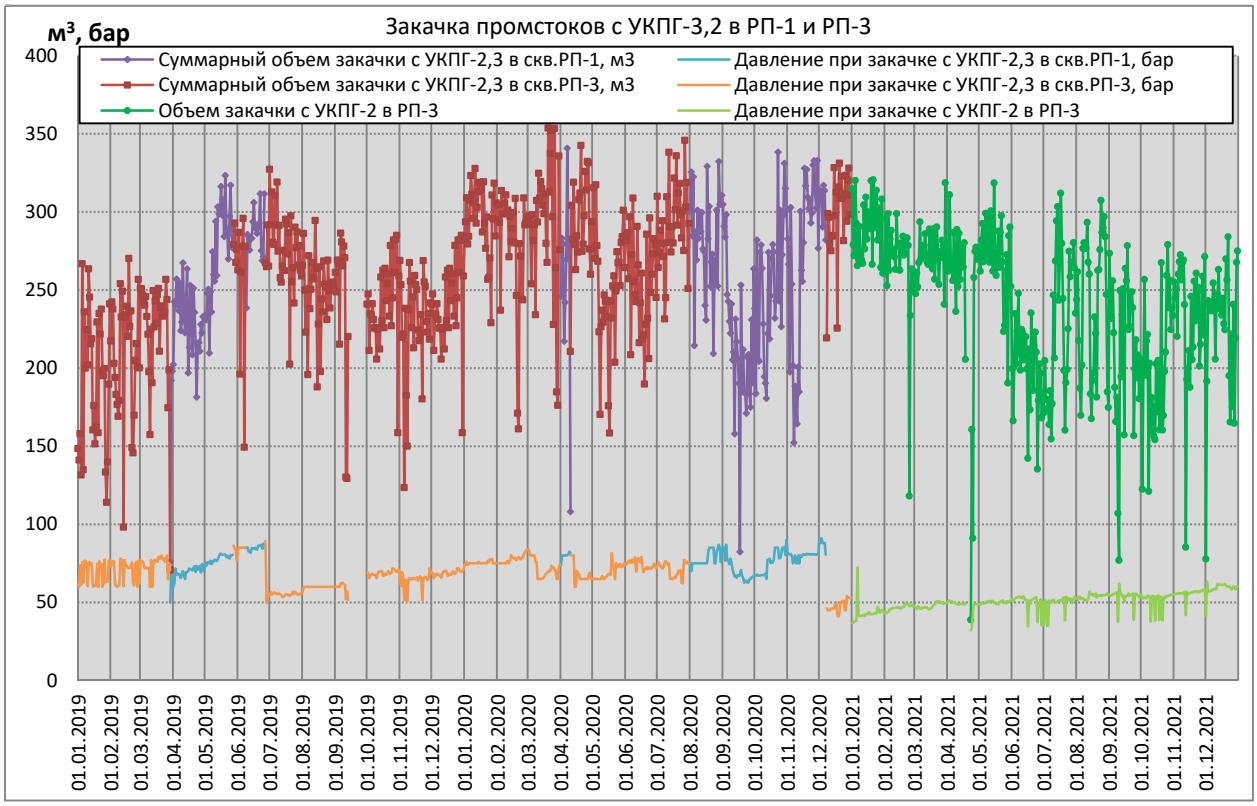


Рисунок 2.6.1.21. Объемы закачки стоков по скважинам, по годам на Полигоне №1

Нагнетательные скважины РП-1 и РП-3 работают попеременно, что демонстрируется на рис. 2.6.1.22.

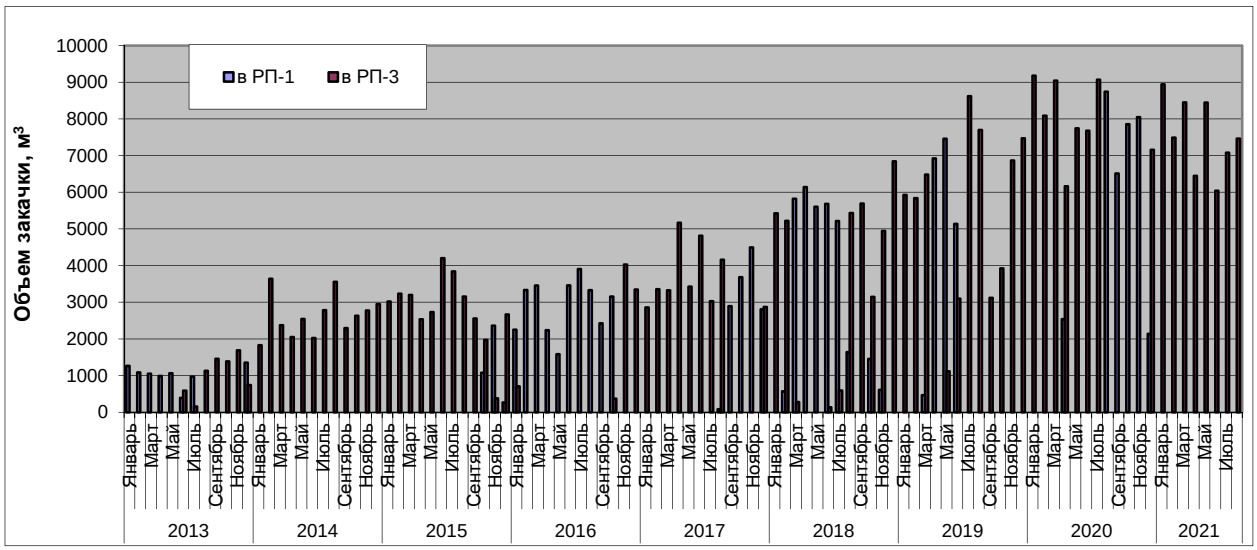


Рисунок 2.6.1.22. Объемы закачки стоков по скважинам, по годам на Полигоне №1

Рисунки 2.6.1.23 и 2.6.1.24 показывают изменение объемов закачки, устьевых давлений и индекса приемистости нагнетательных скважин РП-1 и РП-3 по годам, рисунки 2.6.1.25 и 2.6.1.26 – изменение этих же показателей в течение 2019-2021 г.

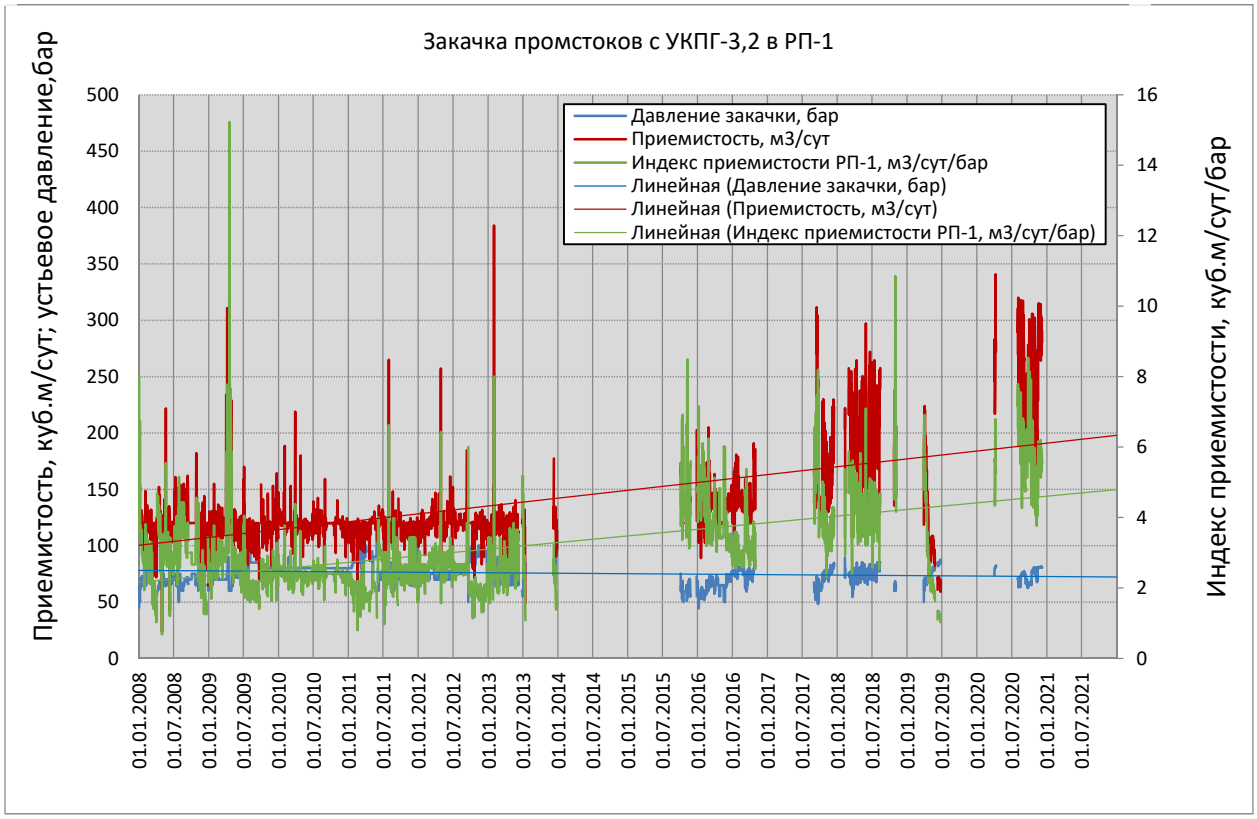


Рисунок 2.6.1.23. Графики изменений приемистости, устьевого давления и индекса приемистости в скважине РП-1 по годам

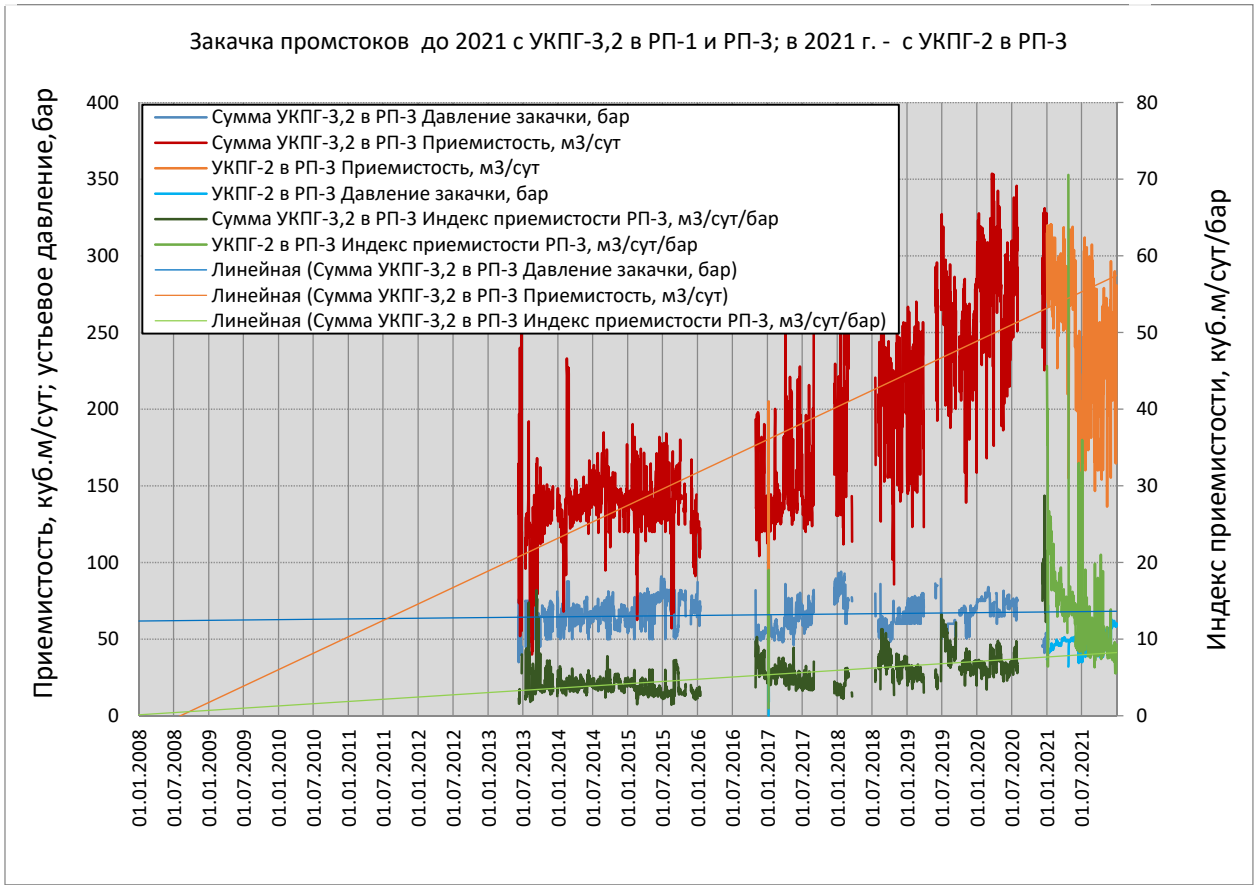


Рисунок 2.6.1.24. Графики изменений приемистости, устьевого давления и индекса приемистости в скважине РП-3 по годам

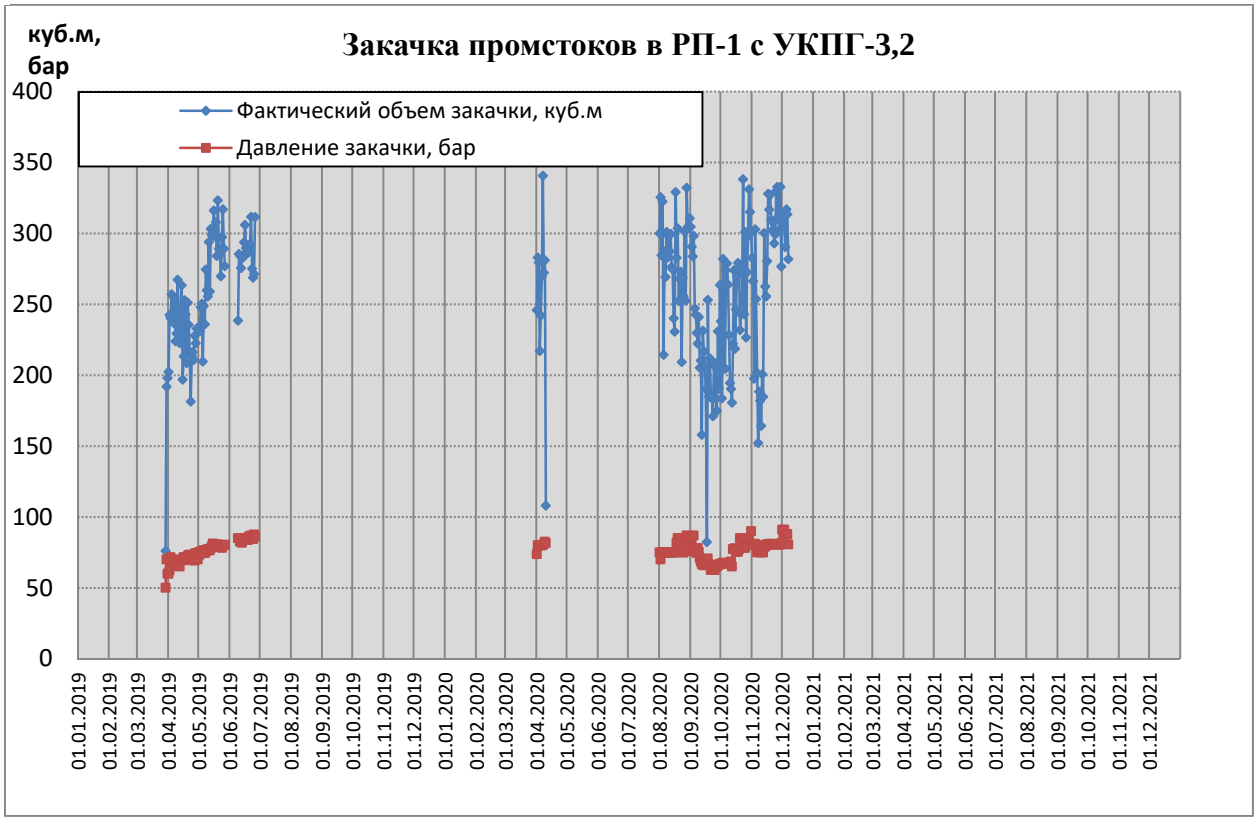


Рисунок 2.6.1.25. Графики изменения фактического суточного объема закачки и давления закачки в РП-1 с 2019 по 2021 г.

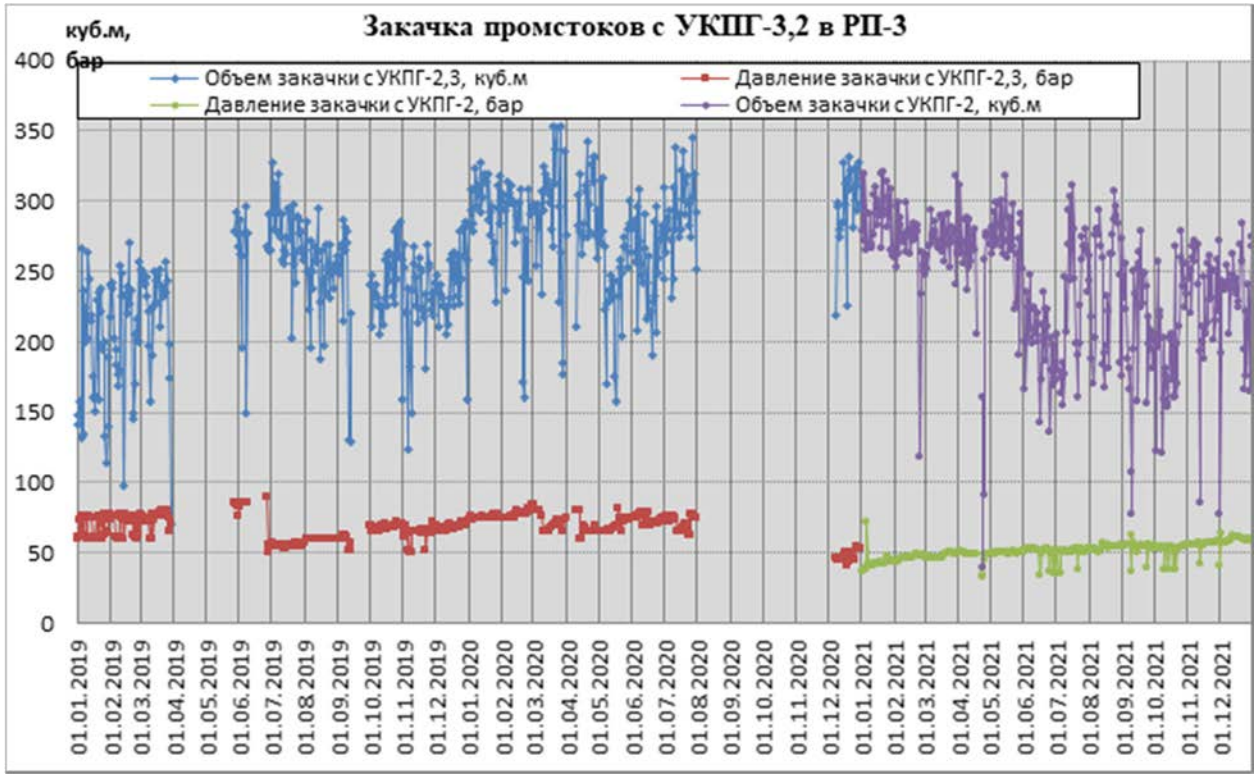


Рисунок 2.6.1.26. Графики изменения фактического суточного объема закачки и давления закачки в РП-3 с 2019 по 2021 г.

Исходя из рис. 2.6.1.23 величина приемистости скважины РП-1 в 2015-2016 гг. составляла 90-205 м^3/сут (в среднем 139 м^3/сут); в 2017 г. – 120-311 м^3/сут (в среднем 166 м^3/сут), в 2018 – 107-326 м^3/сут (в среднем 195 м^3/сут), в 2019 г. – 59-224 м^3/сут (в среднем 113 м^3/сут) и в 2020 г. – 164-340 м^3/сут (в среднем 266 м^3/сут).

Приемистость скважины РП-3 в 2015-2016 гг. составляла 60-198 м^3/сут (в среднем 140 м^3/сут), в 2017 г. – 115-324 м^3/сут (в среднем 154 м^3/сут), в 2018 г. – 86-338 м^3/сут (в среднем – 202 м^3/сут), в 2019 г. – 123-327 м^3/сут (в среднем – 237 м^3/сут) в 2020 г. – 168-353 м^3/сут (в среднем – 283 м^3/сут) и в 2021 г. – 137-321 м^3/сут (в среднем – 250 м^3/сут) (рис. 2.6.1.24).

Соответственно менялись устьевые давления и индексы приемистости. В 2015-2016 гг. индекс приемистости в скважине РП-1 составлял 8,5-2,5 м^3/сут/бар, в 2017 г. 8,2-2,3 м^3/сут/бар, в 2018 г. – 10,9-2,4 м^3/сут/бар, в 2019 г. – 6,9-1,0 м^3/сут/бар и в 2020 г. – 8,5-3,6 м^3/сут/бар.

В скважине РП-3 этот параметр изменялся: в 2015-2016 гг. – 10,3-1,4 м^3/сут/бар, в 2017 г. – 8,9-2,7 м^3/сут/бар, в 2018 г. – 11,3-2,2 м^3/сут/бар, в 2019 г. – 13,2-3,0 м^3/сут/бар, в 2020 г. – 28,7-3,4 м^3/сут/бар и в 2021 г. – 70,5-5,6 м^3/сут/бар.

Все параметры нагнетания за анализируемое время закачки были в рамках проектных решений (Дополнения к проекту №2).

На рисунке 2.6.1.27 приведено сопоставление фактических характеристик закачки в скважины Полигона №1 с проектными, начиная с момента утверждения Проекта закачки (2008 г.). Отметим, что при закачке настоящих объемов промсточных вод, закачка происходит результативно, изменения уровней и пластовых давлений в наблюдательных скважинах практически не происходит, что говорит о достаточных емкостных свойствах поглощающих горизонтов. Годовой объем промстоков, начиная с 2014 года, превышал лимитированный объем, который согласно Уточненной рабочей программе к Разрешению на закачку, утвержденной в 2010 году, составляет 20,0 тыс. м^3/год. Поэтому в 2018 году был составлен «Отчет по результатам дополнительных геологоразведочных работ (доразведки) и исследовательских работ на участке недр полигона подземного захоронения промстоков №1 (УКПГ-3 и УКПГ-2) Карачаганакского КНГКМ», доказывающий возможность увеличения закачки стоков на ближайшую перспективу до 120 тыс. м^3/год, который был успешно апробирован в Комитете геологии РК. В 2019 г. было разработано Дополнение №2 к проекту закачки, в котором были запроектированы технические решения по наращиванию потенциала нагнетательных скважин, позволяющие закачать прогнозируемые объемы промсточных вод. На настоящий момент фактические объемы закачки не превышают лимитированные объемы закачки (рис. 2.6.1.27).



Рисунок 2.6.1.27. Фактические и прогнозные объемы закачки на Полигоне №1

2.6.2. Падение приемистости нагнетательных скважин. Причины. Решение проблемы

В предыдущем разделе отмечалась проблема снижения приемистости нагнетательных скважин. Причинами снижения приемистости является образование скважинного осадка, кольматации прифильтровой зоны, забивания части перфорированных интервалов твердым осадком, являются химические реакции, происходящие в системе: нагнетаемые в пласт стоки - подземные воды - вмещающие породы. Все это обусловлено несовместимостью промсточных вод, подземных вод и пород интервалов закачки. (Вопрос совместимости сточных и подземных вод будет рассмотрен в разделе 2.6.3).

Изучение химического состава осадка, извлекаемого из нагнетательных скважин, проводилось неоднократно. На Полигоне №2 в июле 2017 года из скважины РП-4 с глубины 2330 метров были извлечены черные твердые частицы и проанализированы на предмет растворимости в толуоле, в дистиллированной воде и в 15% соляной кислоте (рис. 2.6.2.1 а). Растворимость в толуоле составила 4,48% мас, в воде дистиллированной - 3,48% мас, в 15% HCl (1:1) - 8,90% мас. Нерастворимые продукты составляли 54,39% мас. Присутствие неорганических сульфидов (возможно, FeS) было подтверждено реакцией - выделился H_2S с помощью ацетатной бумаги. Было подтверждено, что нерастворимые продукты в основном представлены кремнеземом, алюмосиликатами и глиной.

Из РП-5 в августе 2014 года были извлечены твердые частицы оливково-черного цвета, обнаруженные на глубине 1776 м (рис. 2.6.2.1 г.). Данные частицы, были описаны как 100% глинистый камень, хрупкий, плотный, твердый, от субблочного до блочного известкового.

Другой образец из скважины РП-5 был отобран на глубине 2222 м в феврале 2016 года. Твердые вещества были отправлены в наземные емкости (рис. 2.6.2.1 в). Его состав выглядел следующим образом: свободная вода = 26,30% мас., растворимость в толуоле составила 5,59% мас., в воде дистиллированной 7,57% мас., растворимость в 15% HCl (1:1) - 1,99% мас., нерастворимые продукты 58,55% мас. Водный экстракт показывал следы Cl^-, SO_4^{2-}, Na^+, K^+, Ca^{2+}, Mg^{2+}. Кислотный экстракт показывает небольшие следы меди, железа и цинка.

В скважине РП-6 на глубине 2344 м в октябре 2016 года были обнаружены твердые черные частицы (рис. 2.6.2.1 б). Образец анализировали на растворимость в толуоле, дистиллированной воде, соляной кислоте (15% HCl 1:1) со следующими результатами: свободная вода 17,50% мас., растворимость в гексане 4,32% мас., растворимость в толуоле 0,51% мас., растворимость в Aqua Regis (HNO_3 + HCl) 15,43% мас., нерастворимые продукты 62,24% мас. Наличие неорганических сульфидов (возможно, FeS) было подтверждено реакцией H_2S с бумагой из ацетата свинца. Было подтверждено, что нерастворимые продукты в основном представляют собой кремнезем.

В 2016 г. на Полигоне №1 был проанализирован состав осадка, извлеченного из скважины РП-1 с глубины 1862 м, на растворимость в толуоле и в 15% соляной кислоте. В толуоле растворилось 5% осадка, 9,2% осадка растворилось в 15% соляной кислоте. Остальные 71% осадка были представлены нерастворимым продуктом (кремнезем, глинистый материал). Также был проанализирован состав осадка из скважины РП-3 (2016 г.). Вещественный состав осадка представлен кварцем (50,3%), баритом (16%), альбитом (11%), кальцитом (8%), липидолитом (8%), галитом (7%). Нерастворимые продукты были представлены кремнеземом и глинистым материалом [65].

В связи с формированием выше охарактеризованных осадков в нижней части скважин, а также в прифильтровых зонах нагнетательных скважинах, периодически возникает необходимость в проведении работ по восстановлению приемистости скважин. На КПО в результате многолетнего опыта восстановления приемистости нагнетательных скважин уже отработана рецептура промывочных жидкостей. Как правило, работы по восстановлению приемистости включают в себя соляно-кислотную промывку отверстий перфорированных интервалов при помощи гибких насосно-компрессорных труб 7,5%, 15% или 20% раствором HCl с растворителем, а затем по мере необходимости промывка 1,5% фтористо-водородной кислотой и 3-4% хлоридом аммония.

Как показывает рис. 2.6.2.2, построенный по материалам, приведенным в [85], периодичность кислотных промывок нагнетательных скважин обоих полигонов неодинакова. Проведение операций по восстановлению приемистости каждой скважины на Полигоне №2 требуется проводить по 2-4 раза в год (на Полигоне №1 – гораздо реже). Данный факт обусловлен разностью объемов закачки промстоков на полигонах. В табл. 2.6.2.1 приведены объемы растворителя и кислот, закачанных в период проведения кислотных обработок нагнетательных скважин, начиная с 2014 г. Рисунок 2.6.2.3 показывает, что кислотные обработки имеют свой положительный эффект. Например, средняя эффективность кислотных обработок на Полигоне №2 составляла в 2019 г. 160%, в 2020 году – 345%, а в 2021 году – 262%. Однако, этот эффект кратковременный, максимум 3-5 месяцев. Далее требуется новая кислотная обработка. То есть, кислотные обработки не приводят к полному восстановлению приемистости нагнетательных скважин. Приемистость скважин даже после восстановительных работ постепенно падает.



а) Проба из скважины РП-4, глубина отбора 2330 м



б) Проба из скважины РП-6, глубина отбора 2344 м



в) Проба из скважины РП-5, глубина отбора 2222 м



г) Проба из скважины РП-5, глубина отбора 1776 м

Рисунок 2.6.2.1. Фото пробы осадка, отобранного из нагнетательных скважин

Таблица 2.6.2.1 Объем растворителя и кислот используемых при обработке скважин

Год	Реагент	РП-1	РП-3	РП-4	РП-5	РП-6	РП-7	РП-8	ВСЕГО		Среднегодовой расход
2014	Объем растворителя, м^3	8							8	8	
	Объем кислот (HCl, SSA, NH4Cl, HF)	48		29,7		160	197,1		434,8	434,8	
2015	Объем кислот (HCl, SSA, NH4Cl, HF)			261,3		202,1	280,7		744,1	744,1	
2016	Объем растворителя, м^3	7,2	4	2,3	1,6		1,6		16,7	16,7	
	Объем кислот (HCl, SSA, NH4Cl, HF)	77,2	90,7	125,5	99,8	124,54	120,2		637,94	686,94	
							49		49		
2017	Объем растворителя EC9610, м^3	10	10		33,5				53,5	53,5	
	Объем кислот (HCl, SSA, NH4Cl, HF)	92	71,8	170,1	50		32	172,8	588,7	588,7	
2018	Объем растворителя EC9610A в конце года EC6140, м^3	6	10						16	16	
	Объем кислот (HCl, SSA, NH4Cl, HF)	256,8	72	186,2		166		87	768	1338	
		59,7		142,8		165,8		201,7	570		
2019	Объем взаимного растворителя 10%, м^3										
	Объем кислот (HCl, SSA, NH4Cl, HF)	59,7	75,2	144,5	37,8	108,8	123	201,5	750,5	974,9	
						85,4	139		224,4		
2020	Объем взаимного растворителя 10%, м^3										
	Объем кислот (HCl, SSA, NH4Cl, HF)	44,6	33,1			35,8	139,3	101,7	354,5	1032,3	
		122,8	80,4			124	143,8	206,8	677,8		
2021	Объем взаимного растворителя 10%, м^3										
	Объем кислот (HCl, SSA, NH4Cl, HF)			302,1	44,7	119,6	132,6	250	849	1010,3	
					161,3				161,3		
ИТОГО	Объем растворителя, м^3	31,2	24	2,3	35,1	0	1,6	0			23,6
	Объем кислот (HCl, SSA, NH4Cl, HF)	768	427,2	1103,2	395,2	1089,94	1028,6	1221,5			851,3

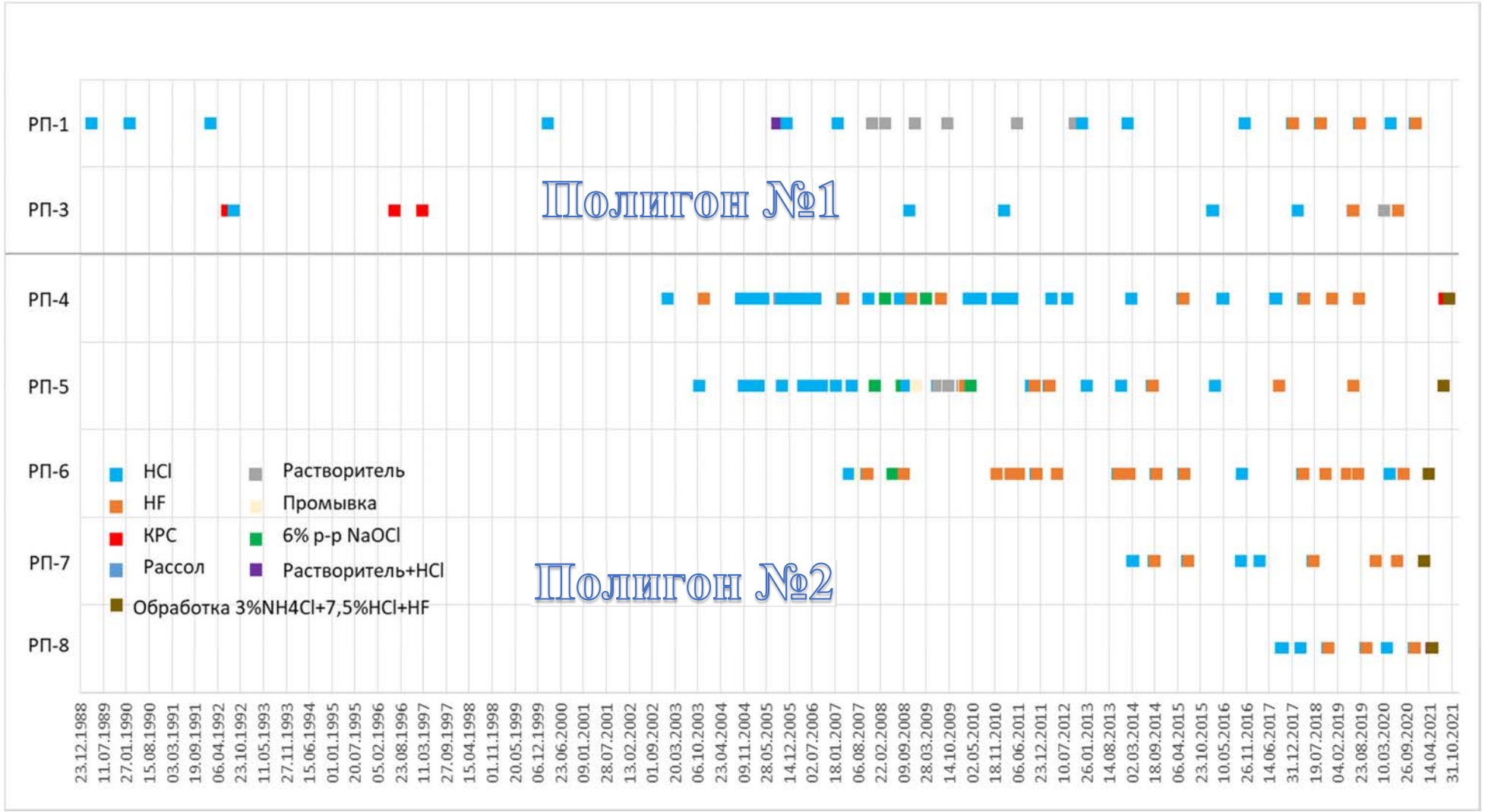


Рисунок 2.6.2.2. Сравнение частоты проведения кислотных обработок в нагнетательных скважинах Полигонов №1 и №2

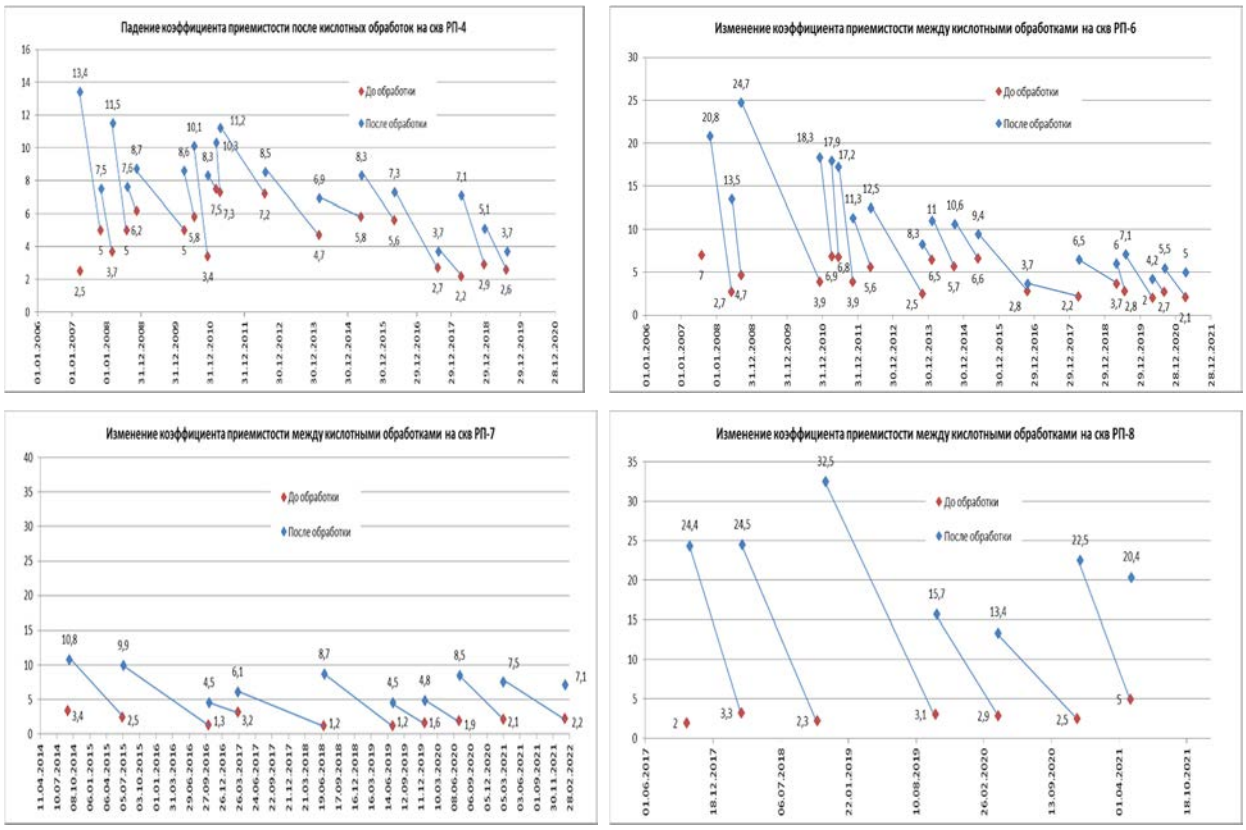


Рисунок 2.6.2.3. Коэффициент приемистости нагнетательных скважин Полигона №2 между кислотными обработками

Таким образом, периодическое снижение приемистости нагнетательных скважин полигонов, обусловленное кольматацией призабойной зоны, пока успешно решается обработкой растворителем и кислотными промывками по методике, отработанной многолетним опытом ведения восстановительных работ на нагнетательных скважинах полигонов закачки. Пока взаимозаменяемость нагнетательных скважин на полигонах в период проведения восстановительных работ на очередной скважине позволяет без проблем закачивать весь объем формирующихся на КПК сточных вод.

В 2016-2017 гг. КПО проводил микробиологические исследования для определения наличия бактерии в промстоках КПК и источников микробиологической коррозии в системе их подготовки [110]. При проведении исследований, было выявлено, что значительное количество бактерий в систему очистки промстоков поступает из лагуны с очищенной нефтесодержащей водой. Компанией Рауан Налко была предложена закачка биоцидного ингибитора на основе тетракис гидроксиметил фосфония сульфата (THPS - RVO7051), который в определенных концентрациях проявляется не только как эффективный биоцид, но и как эффективный растворитель сульфида железа в промстоках, что в свою очередь, имеет положительный эффект на приемистости нагнетательных скважин (рис. 2.6.2.4). Рисунок демонстрирует показатель приемистости для нагнетательных скважин с середины 2016 года по 2017 г. Оранжевым цветом выделен период проведения испытания RVO 7051.

В связи с тем, что результаты опытной закачки биоцидного ингибитора (на основе тетракис гидроксиметил фосфония сульфата) в систему очистки стоков на КПК с целью выяснения эффекта предотвращения микробиологической коррозии металлов и растворению сульфидов железа в стоках оказались успешными, и применение этих химикатов непосредственно сказалось на улучшении приемистости нагнетательных скважин [65, 110], было принято решение о дальнейшем применении в системе очистки и закачки промстоков на регулярной основе.

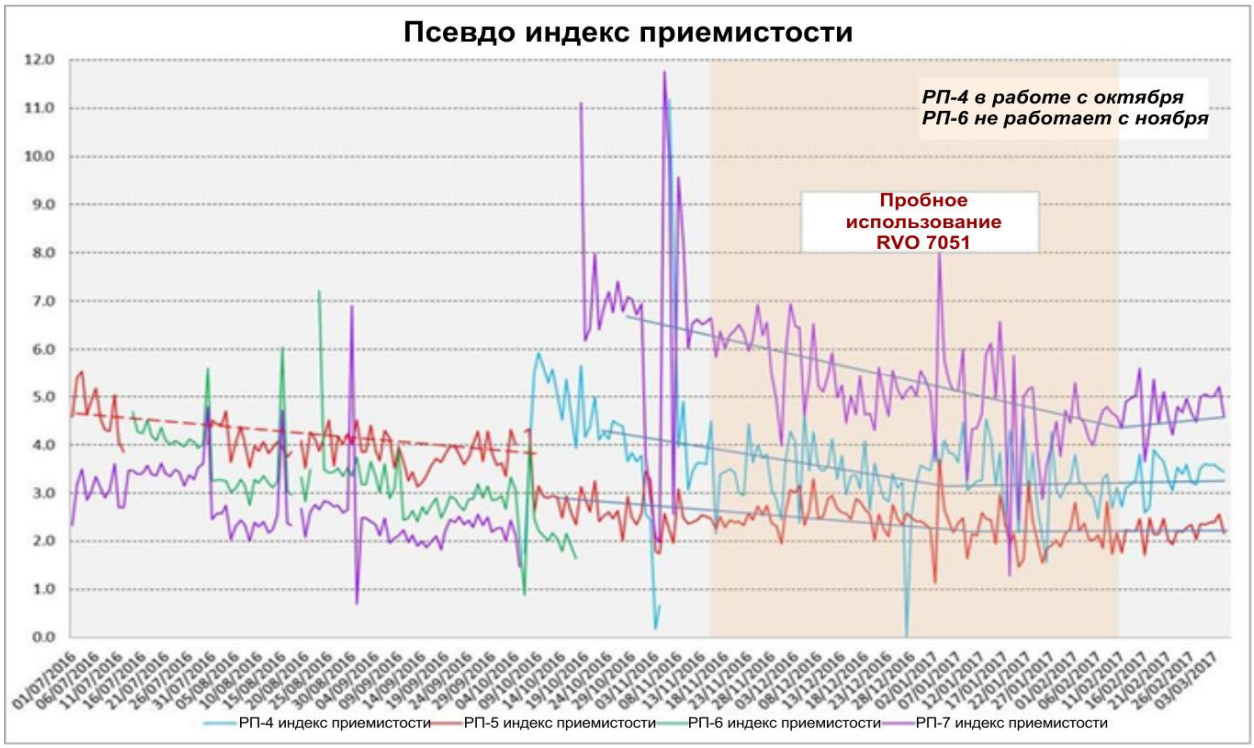


Рисунок 2.6.2.4. Увеличение приемистости нагнетательных скважин за счет использования RVO 7051

Итак, компания КПО выявила основные причины касающиеся ухудшения приемистости скважин, к ним относятся:

- Несовместимость подземных и сточных вод, направляемых на закачку;
- Образование отложений в скважинах, в прискважинной области, проникновение мелкодисперсного материала в пласт, химическая структура осадков;
- Жизнедеятельность сульфатредуцирующих бактерий, ведущая к дополнительному образованию сероводорода (стоки уже содержат сероводород) и, как следствие, образованию сульфидов в результате коррозии металла труб.

В настоящее время основным эффективным способом борьбы со снижением приемистости скважин является обработка интервалов нагнетания 7,5%, 15% или 20% раствором HCl с 10% растворителем, а затем промывка 3-4% хлоридом аммония с 7,5% раствором соляной кислоты и 1,5% фтористо-водородной кислотой.

2.6.3. Характеристика качества сточных вод. Нормативные показатели качества

Как известно, состав исходных промсточных вод, формирующихся на нефтяных месторождениях, характеризуется содержанием большого количества нефтепродуктов, взвешенных веществ, солеобразующих веществ, сероводорода и т.д., именно тех составляющих, которые, взаимодействуя с подземными водами и вмещающими породами приводят к выпадению химических осадков, которые, в свою очередь, кольматируют фильтры нагнетательных скважин, прифильтровые пространства поглощающего горизонта, что приводит к снижению приемистости нагнетательных скважин. Поэтому вопрос подготовки сточных вод перед закачкой направлен на снижение кольматантов в закачиваемых сточных водах. История этого вопроса начиналась еще на ранней стадии разведочных работ участков полигонов закачки и подробно рассматривается в отчетах [36, 47-50, 71, 83- 86, 98, 99]. Ниже кратко приведены результаты исследований совместимости сточных и подземных вод, что позволило определить оптимальные показатели качества

закачиваемых сточных вод, которое позволяют минимизировать проблемы кольматации нагнетательных скважин. В разделе приведено фактическое качество закачиваемых сточных вод, сравнение его с предлагаемыми нормативными показателями, средства достижения этих показателей, приведены рекомендации по доведению показателей качества до нормативных величин.

2.6.3.1. Результаты оценки совместимости пром. сточных вод с пластовыми водами и горными породами. Рекомендуемые показатели качества сточных вод

Еще в 1988 г. ВУНИПИгаз (г. Оренбург) было выдано заключение о несовместимости сточных вод, подлежащих закачке, и подземных вод участка Полигона №1 [48]. Позже по результатам исследований, приведенных в выше перечисленных работах, во избежание кольматации перфорированной и прифильтровой зоны нагнетательных скважин, были даны рекомендации о необходимости подготовки сточных вод перед закачкой и проведении периодических солянокислотных обработок призабойных зон нагнетательных скважин.

Отметим, что с первых лет эксплуатации Полигона №1 (1985-1992 гг.) сюда направлялись сточные воды с УКПГ-3 (с установки УКПГ-2 сточные воды стали направляться на Полигон №1 с 2003 г.), которые легли в основу оценки их совместимости с подземными водами и вмещающими породами. Далее, в 2002-2003 гг. [53], а затем в 2007 г. [66] к исследованию совместимости сточных и подземных вод присоединилась компания «ENI» и уже результаты этих работ легли в основу установления технологических нормативов качества сточных вод, направляемых на закачку.

В 2019 г. ТОО «АктюбНИГРИ» были проведены исследования керна триасовых отложений на совместимость промсточных вод с пластовыми водами и горными породами пласта-коллектора на Полигоне №2 [86].

В имеющейся литературе [2] подробно рассмотрен вопрос причин осадкообразвания в гидрохимических системах «сточные воды - пластовая вода», «сточные воды - пластовая вода - порода», «сточные воды - порода», в которых протекают физико-химические процессы между жидкой и твердой фазами (растворение и выщелачивание, окислительно-восстановительные реакции, катионный обмен, сорбция, десорбция, деятельность бактерий в анаэробных условиях, набухание). В результате химических реакций, а также проникновения в пласт мелкодисперсного материала, в этой системе происходит выпадение осадка, что приводит к кольматации фильтров и порового пространства прифильтровых зон нагнетательных скважин. Это снижает результативность закачки, то есть снижает приемистость нагнетательных скважин (восстановление приемистости обычно достигается периодическими промывками скважин). Такими веществами, способствующими кольматации фильтров, как правило, являются нефть (пленочная, эмульгированная, диспергированная; напомним, что растворенные нефтепродукты не мешают закачке), взвешенные вещества гидрокарбонаты, сульфаты, сульфиды, сероводород. Все это ведет к изменению фильтрационно-емкостных свойств пород: растворение и выщелачивание способствуют их улучшению, осадкообразование – ухудшению.

Веществами, которые влияют на целостность технологического оборудования, являются сероводород, растворенный кислород, трехвалентное железо, сульфатредуцирующие бактерии.

На основе исследования состава сточных вод, пластовых вод, пород и продуктов их взаимодействия формируются требования к составу сточных вод. При их выполнении источники кольматации могут быть исключены или максимально сокращены. Требования к составу сточных вод в системе «сточные воды - пластовая вода -порода» должны выполняться в течение всего периода закачки. Рекомендованный состав закачиваемых вод может быть определен на основании установленных требований (нормативные документы)

или быть определен опытным или расчетным путем и прописан в технологических регламентах установок подготовки сточных вод к закачке.

Казахстанское законодательство не регламентирует перечень химических веществ, содержащихся в закачиваемых сточных водах с точки зрения экологии (с точки зрения загрязнения подземных вод). Однако концентрации веществ в сточных водах регламентируются с точки зрения возможности взаимодействия сточных вод, закачиваемых в пласт, с подземными водами и вмещающими горными породами. Отметим, что Казахстанским законодательством предлагается такой документ как СТ РК 1662-2007 (Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству), которым установлены нормы качества закачиваемых вод при проектировании установок подготовки сточных вод для заводнения/захоронения.

Согласно данному документу, показатели качества закачиваемой воды должны быть следующими:

1. Водородный показатель (pH)

Значение pH должно находиться в пределах от 4,5 до 8,5.

2. Фильтрационная характеристика

При снижении коэффициента приемистости нагнетательных скважин с начала закачки воды на 20% следует проводить работы по восстановлению фильтрационной характеристики призабойной зоны и, при необходимости, улучшать качество закачиваемой воды.

3. Совместимость с пластовой водой и породой

При контакте в пластовых условиях закачиваемой воды с пластовой водой и породой коллектора может быть допущено снижение фильтрационной характеристики в соответствии с п. 2.

4. Размер частиц механических примесей и эмульгированной нефти

При закачке воды в поровые коллекторы проницаемостью свыше 0,1 мкм должно быть 90% частиц не крупнее 5 мкм;

При закачке воды в поровые коллекторы проницаемостью до 0,1 мкм не крупнее 1 мкм.

5. Содержание нефти и механических примесей

В зависимости от проницаемости и относительной трещиноватости коллектора допустимое содержание нефти и механических примесей устанавливается по таблице 2.6.3.1.

Таблица 2.6.3.1 Допустимое содержание механических примесей и нефти в закачиваемой воде в продуктивный коллектор с целью поддержания пластового давления

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

6. Содержание растворенного кислорода

Содержание растворенного кислорода не должно превышать 0,5 мг/л.

7. Набухаемость пластовых глин

Набухаемость глин коллекторов в закачиваемой воде не должна превышать значения их набухаемости в воде конкретного месторождения.

8. Коррозионная активность

При коррозионной активности воды свыше 0,1 мл/год, необходимо предусматривать мероприятия по антикоррозионной защите трубопроводов и оборудования по ГОСТ 9.506.

9. Содержание сероводорода

В воде, нагнетаемой в ***продуктивные*** коллекторы, где пластовые воды не содержат сероводород или содержат ионы железа, сероводород должен отсутствовать.

Наличие сульфатвосстанавливающих бактерий (СВБ) не допускается в воде, предназначенной для закачки в пласты, нефть, газ и вода которых не содержат сероводород.

10. Содержание ионов трехвалентного железа

При заводнении продуктивных пластов, содержащих сероводород, устанавливать возможность образования сернистого железа, необходимость и мероприятия для удаления ионов трехвалентного железа из воды.

Выше уже было сказано, что данным документом (СТ РК 1662-2007) устанавливаются нормы качества при ***проектировании*** установок подготовки сточных вод для заводнения/для захоронения. На основе результатов по исследованию совместимости промсточных вод, подземных вод и горных пород, их вмещающих, а также на основе опыта эксплуатации эти цифры могут быть подкорректированы. О чем собственно и говориться в более раннем российском документе ОСТ 51-01-03-84 (Отраслевой стандарт. Охрана природы. Гидросфера. Очистка сточных вод в морской нефтегазодобыче. Основные требования к качеству очистки) в пункте 4.2 сказано, что «*Требования к качеству воды для отдельных пластов и месторождений должны устанавливаться региональными научно-исследовательскими институтами или лабораториями на основании комплекса исследований, включающих установление пористости, проницаемости, трещиноватости пласта, химического состава пластовых вод, химического состава пород, слагающих пласт, состава нагнетаемой в пласт воды и характера примесей, присутствующих в воде, а также опытной (эксплуатационной) закачки. При проведении опытной закачки качество воды должно быть таким, чтобы снижение приемистости скважин не превышало 20-30% от первоначального ее значения в течение 6-12 суток*».

На основе результатов по исследованию совместимости промсточных вод, подземных вод и горных пород, их вмещающих, а также на основе опыта эксплуатации на Карачаганакском месторождении, были рекомендованы показатели качества закачиваемых стоков. То есть, для того чтобы закачка сточных вод была результативной, были предложены ***технологические*** нормативы качества [65, 66] (табл. 2.6.3.2). Считается, что превышение этих показателей выше установленного/предложенных нормативов делает закачку неэффективной.

Таблица 2.6.3.2 Рекомендуемые показатели качества закачиваемых сточных вод

Параметры	Максимально-допустимое значение/содержание	Единица измерения
Размер частиц	2	микрон
Твердые взвешенные частицы (КВЧ)	10	мг/дм^3
Нефтепродукты (углеводороды)	20	мг/дм^3
Гликоль	5	мг/дм^3
H_2S (сероводород)	50	мг/дм^3

Параметры	Максимально-допустимое значение/содержание	Единица измерения
pH	7,5 – 8,0	единицы pH
Щелочность	240	мг/дм^3 (по бикарбонатам)
Сульфаты	10000	мг/дм^3
Кислород	20	частей на миллиард
Коллоидный индекс (SDI)	3-5	единицы SDI
Бактерии	При наличии бактерий закачка не допускается	

Отметим, что данные параметры имеют ***рекомендательный характер***, и выведены они на основе проведения только химических реакций. Технические возможности достижения этих рекомендуемых показателей на момент их установления не рассматривались. Так, например, доведение гидрокарбонатов до концентраций практически пресной воды (240 мг/дм^3) для объемов образования промсточных вод совершенно нереальная задача. Очистка стоков требует дополнительного технологического оборудования, также при образовании огромных объемов солей возникнут дополнительные проблемы с их хранением и утилизацией. В частности, на Полигоне №2 на настоящий момент закачано без малого 6,0 млн м^3 промсточных вод. Минерализация сточных вод на начальных этапах эксплуатации полигонов составляла 10-20 г/дм^3. В настоящее время химический состав сточных вод значительно изменился. Минерализация современных сточных вод возросла в несколько раз за счет роста хлоридов (о изменении состава сточных вод см. раздел 2.6.3. Даже при минимальной минерализации сточных вод твердая составляющая промстоков 10 г/дм^3 (при их выпаривании) может составить порядка 60000 тонн. Для захоронения таких объемов твердых осадков нужны огромные площади. У КПО нет возможности организации складирования/захоронения таких объемов отходов. Таким образом, тонны твердых частиц непреднамеренно попадают в нагнетательные скважины; ситуация, может усугубляться побочными продуктами реакции, которые осаждаются внутри нагнетательных скважин при проведении кислотных обработок для интенсификации притока.

Что касается бактерий, то еще Проектом закачки (2008 г.) была дана рекомендация о необходимости обеззараживания сточных вод, а одним из первых отчетов по авторскому надзору (2010 г.) за реализацией проектных решений по закачке промсточных вод была дана рекомендация о необходимости в перечень отслеживаемых показателей ввести сульфатредуцирующие бактерии. Однако на тот момент был сделан вывод о том, что реализация этой рекомендации невозможна, в виду того, что в пределах РК отсутствует потенциальный исполнитель данного вида работ (проведение лабораторных работ) – работы дорогостоящие и требуют закупки дорогостоящего оборудования, которое в перспективе не может быть окуплено лабораторией по причине отсутствия должного объема данного вида определений (отсутствия потенциальных заказчиков на определение сульфатредуцирующих бактерий, кроме КПО Б.В.).

Выше в разделе 2.6.2. было упомянуто, что КПО регулярно закачивает ингибитор (THPS – RVO 7051), который выступает в роли биацида.

В 2018 компания КПО продолжила работу над поиском технического решения по снижению концентрации сероводорода в сточных водах УКПГ-3 [69]. Несколькими компаниями были предложены различные поглотители сероводорода. И лабораторные работы, и полевые исследования показали несостоятельность предложенных поглотителей, поскольку основная часть отложений состоит из карбоната кальция и предлагаемые поглотители при испытании приводили к выходу из строя нижестоящее оборудование и риску кольматации нагнетательных скважин. Относительно сероводорода - решение по снижению концентрации его в сточных водах на тот момент так и не было найдено.

В 2018-2019 гг. ТОО «АктюбНИГРИ» по заказу КПО были продолжены работы с целью изучения вопроса совместимости пластовой воды и закачиваемых промстоков КПК, а также определения коэффициента восстановления проницаемости на керновом материале с использованием пластовой воды из наблюдательной скважины и закачиваемой промсточной воды КПК [86]. По результатам проведенных исследований на совместимость пластовых флюидов были сделаны следующие выводы:

1. При смешивании двух вод, наблюдалось выпадение осадка, что свидетельствует об окислении компонентов пластовой воды. Элементный состав осадка представлен на 91,6 % серой, 4,6% – хлором 1,3% - окисью железа. Небольшое содержание в осадке составляют окиси алюминия, фосфора, кальция, титана, марганца. Сотыми долями процента представлены микрокомпоненты.

2. Подземная вода содержит большое количество железа, которое при окислении выпадает в виде мелкодисперсного осадка размером 20-140 нм.

3. Без использования добавок данные воды не совместимы. При смешивании данных пластовых флюидов со сточной водой будет наблюдаться кольматация порового пространства и снижение фильтрационно-емкостных свойств.

4. Среди органических нейтрализаторов сероводорода, рекомендуются большей частью бактерициды (например, десульфон-СНПХ-1200, десульфон-СНПХ-1100, СНПХ-1050), которые эффективны против сульфатвосстанавливающих бактерий в добывающих скважинах, системах сбора и подготовки воды. Они не представляют собой полноценный нейтрализатор сероводорода и недостаточно эффективны, т.к. не способны поглотить большие количества сероводорода. Органические нейтрализаторы, которые обладают достаточной эффективностью и экологичностью – это фурфурол и хлорамин Б (натриевая соль хлорамида бензолсульфокислоты). Нейтрализующее действие фурфурола обеспечивается химической сорбцией, а нейтрализующее действие хлорамина Б имеет окислительно-восстановительную природу; оба вещества относятся к 3-му классу опасности и связывают H_2S в малоопасные соединения. Неорганические нейтрализаторы на основе цинка и железа, которые помимо высокой эффективности связывания H_2S, образуют при этом малотоксичные соединения (оксиды железа, карбонаты железа, оксид цинка, гидрокарбонаты цинка). Эти соединения рекомендованы для промышленного применения практически для всех типов технологических жидкостей.

5. Рекомендуется использовать комплексоны для удержания железа в растворе.

6. По результатам определения коэффициента восстановления проницаемости исследуемых пород-коллекторов наблюдается снижение проницаемости по подземной воде, после закачки промсточной воды, по скважине РП-6 на 15%, по скважине РП-7 на 11%. Снижение проницаемости, вероятно, вызвано выпадением осадка, при смешении вод.

Отметим, что любая нейтрализация сероводорода приводит к формированию большого количества осадка, а потому, несмотря на наличие таких рекомендаций, КПО в 2020 г. приняло решение о перенаправлении сточных вод с УКПГ-3 на КПК, где имеется отпарная колонна на очистной установке, позволяющая в достаточной степени снижать содержание сероводорода в закачиваемых стоках.

В разделе 2.5 рассматривался вопрос современной подготовки сточных вод перед закачкой – доведение показателей качества сточных вод до нормативных/рекомендуемых показателей по нефтепродуктам, взвешенным веществам, сероводороду. В настоящее время эти показатели, доведены до предлагаемых технологических нормативов (см. раздел 2.6.3.2). Тем не менее, отмечается значительная кольматация нагнетательных скважин, снижающая их приемистость, и обусловленная образованием в основном карбонатных осадков в скважинах. Карбонаты, бикарбонаты, в меньшей степени сульфиды

остаются компонентами сточных вод, «борьба» с которыми не ведется по причине отсутствия должной технологии очистки огромных объемов промсточных вод с одной стороны и отсутствия возможности складирования/захоронения потенциальных объемов образования осадков этих веществ, с другой стороны.

Анализ работы очистных сооружений КПК, УКПГ-2, УКПГ-3 и рекомендации по улучшению качества сточных вод, направляемых на закачку с целью снижения кольматации нагнетательных скважин рассмотрены и приведены в разделе 2.6.3.4.

2.6.3.2. Качество сточных вод, направляемых на Полигон №2 по состоянию на 2021 г.

Казахстанским законодательством закачка промсточных вод, как природоохранное мероприятие, разрешена исключительно в водоносные горизонты не питьевого качества, а потому установление ***экологических*** нормативов качества подземных вод при закачке лишено смысла, смысловую нагрузку несут только ***технологические*** нормативы качества сточных вод, обеспечивающие результативность закачки и целостность оборудования.

С целью ведения результативной закачки промсточных вод в глубокие водоносные горизонты, еще на начальных этапах их эксплуатации были предложены/рекомендованы технологические показатели качества сточных вод на основе исследования совместимости сточных и подземных вод [66], при которых закачка могла бы происходить результативно, то есть с наименьшим образованием кольматантов в нагнетательных скважинах (см. табл. 2.6.3.3).

Еще при разработке Проекта закачки промсточных вод в глубокие горизонты (2008 г.) впервые был предложен перечень нормируемых показателей качества сточных вод, который в дальнейшем совершенствовался. В 2010 г., когда разрабатывался очередной Проект ПДС для Карачаганака, Комитет экологии потребовал расширения списка нормируемых показателей – помимо технологических показателей требовалось включение дополнительного списка сбрасываемых в недра загрязняющих веществ, для которых Налоговым Кодексом РК установлены ставки платы за сброс в ОС. В августе 2015 г. в Комитете экологии состоялось совещание, по результатам которого также было принято решение о расширении списка нормируемых показателей в соответствии со списком показателей, по которым Налоговым Кодексом РК устанавливались ставки платы. Так в число расширенного списка нормируемых показателей вошли (помимо технологических показателей) дополнительные вещества из перечня Налогового Кодекса, свойственные для промсточных вод это: сульфаты, хлориды, металлы (цинк, медь, алюминий, железо общее). Также в дополнительный список вошли сульфиды. Данный компонент не входит ни в перечень технологических показателей, ни в перечень показателей Налогового кодекса. Он вошел в перечень нормируемых показателей еще на начальном этапе нормирования показателей качества промсточных вод (2008 г.), и как вещество, способствующее кольматации, было оставлено в списке отслеживаемых компонентов. В перечень нормируемых показателей также входит метанол. Данный компонент является технологически значимым и вывод его из водометанольных сточных вод является обязательным мероприятием с точки зрения экономии веществ, используемых в технологическом процессе. Такова история формирования списка нормируемых показателей качества промсточных вод, подлежащих закачке.

И так, окончательный список нормируемых компонентов выглядит следующим образом: нефтепродукты, взвешенные вещества, сероводород, сульфаты, сульфиды, хлориды, цинк, медь, алюминий, железо общее, метанол. Данный перечень до 2020 г. применялся для стоков, направляемых на Полигон №1. Для стоков, направляемых на Полигон №2, использован тот же перечень, но без метанола, поскольку этот компонент не свойственен стокам КПК. С 2021 г. картина поменялась – список с метанолом отслеживается для сточных вод, направляемых на Полигон №2 (табл. 2.6.3.1), без метанола – на Полигон №1 (табл. 2.6.3.4).

Отметим, что новым экологическим Кодексом [6] запрещается закачка в подземные горизонты сточных вод, не очищенных по нефтепродуктам, взвешенным веществам и сероводороду в соответствии с частью второй п. 5 ст. 216 (ЭК).

В настоящее время контроль качества промстоков осуществляется Испытательной лабораторией ТОО «Информационно-производственный центр «Gidromet Ltd» (г. Аксай). Лаборатория аккредитована (Аттестат аккредитации №KZ.T.09.0661 от 23 января 2020 года действителен до 23 января 2025 года) (Книга 2. Приложение 17).

Лаборатория анализирует пробы, отобранные до очистки, после очистки и пробы, отобранные после станции фильтров, предназначенной для дополнительной очистки стоков от взвешенных веществ перед закачкой в нагнетательные скважины. Пробы отбираются каждую неделю.

Таблица 2.6.3.3 Перечень химических компонентов сточных вод, за которыми ведется наблюдение на Полигоне №2 лабораторией ТОО ИПЦ «Gidromet Ltd» (по состоянию на 2019-2021 г.)

Точка наблюдения	Частота наблюдений за отчетный период	Нефте-продукты	Хлориды	Сероводород	Сульфиды	Сульфаты	Взвешенные вещества	Металлы (железо общ., медь, цинк, алюминий)	Метанол *
До очистки (086)	Один раз в неделю	■	-	■	-	-	■	-	-
После очистки (092)	Один раз в неделю	■	-	■	-	-	■	-	-
Перед закачкой после станции фильтров (выпуск 4)	Один раз в неделю	■	■	■	■	■	■	■	■

Примечание: * - контроль метанола осуществлялся с начала 2021 года в период ввода в эксплуатацию перемычки по перенаправлению промстоков УКПГ-3 в конденсатопровод на КПК, согласно проекту «УКПГ-3. Устройство перемычки технического водовода» КНГКМ.

Таблица 2.6.3.4 Перечень химических компонентов сточных вод, за которыми ведется наблюдение на Полигоне №1 лабораторией «Gidromet Ltd» (по состоянию на 2019 – 2021 гг.)

Точка наблю-дения	Частота наблюдений за отчетный период	Нефте-продук-ты	Хлори-ды	Серово-дород	Суль-фиды	Суль-фаты	Взве-шенные вещест-ва	Мета-нол	Металлы (железо общ., медь, цинк, алюминий)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
УКПГ-3 (до марта-мая* 2021 г.)									
042	Один раз в неделю	■	-	-	-	-	■	■	-
044	Один раз в неделю	■	-	-	-	-	■	■	-
УКПГ-2									
014	Один раз в неделю	■	-	■		-	■	-	-
019	Один раз в неделю	■	-	■		-	■	-	-
УКПГ-2,3 (объединенный выпуск)									
После станции фильтров RP008A/B	Один раз в неделю	■	■	■	■	■	■	■	■

Примечание: * - контроль взвешенных веществ и нефтепродуктов прекращен 19.05.21, а метанола и сероводорода с 31.03.21 в период ввода в эксплуатацию перемычки по перенаправлению промстоков УКПГ-3 в конденсатопровод на КПК, согласно проекту «УКПГ-3. Устройство перемычки технического водовода» КНГКМ.

На рисунке 2.6.3.1 приведена схема расположения мест отбора проб промсточных вод, отводимых в подземне горизонты.

Лаборатория «Gidromet Ltd» для определения химических компонентов состава сточных вод использует следующие методики/стандарты:

Взвешенные вещества	-	СТ РК 2015-2010 п.8.1 Фильтр ФПСВ-13430
Нефтепродукты	-	ПНД Ф 14.1:2:4.128-98
Метанол	-	АСТМ D3695-88
Сульфиды	-	СТ РК 1664-2007 п.8
Сероводород	-	СТ РК 1664-2007 п.8
Железо общее	-	ГОСТ 26449.1-85 п.16.1
Медь	-	ПНД Ф 14.1:2:4.135-98
Алюминий	-	ПНД Ф 14.1:2:4.135-98
Цинк	-	ПНД Ф 14.1:2:4.135-98
Сульфаты	-	РД 52.24.401-95
Хлориды	-	ГОСТ 26449.1-85 п.9.1

Результаты исследований химического состава сточных вод, представленных аккредитованной лабораторией, заимствованы из ежегодных отчетных материалов КПО [51-63], а также Протоколов результатов анализов, предоставленных лабораторией «Gidromet Ltd» экологической службе КПО. Этот материал лег в основу построения графиков изменения показателей качества сточных вод (см. рисунки ниже). Результаты замеров отдельных показателей химического состава обрабатывались методом математической статистики. В результате чего были получены:

- средние значения показателей качества сточных вод, направляемых на закачку (Xср.);
- сумма среднего значения (Xср.) и среднеквадратического отклонения (S);
- вероятность превышения среднего и его среднеквадратического отклонения, составляет порядка 20% (определена при дальнейшей обработке исходного материла), поэтому определялось и значение 95% обеспеченности.

Для нормального закона распределения (при нормальном распределении данных, чем больше значение признака отличается от его среднего по выборке значения, тем реже это значение встречается в выборке) среднеквадратическое отклонение (S) определяется по формуле:

$$S = \sqrt{\frac{\sum (Xi-Xcp)^2}{n}},$$

где Xi – частное значение вариационного ряда;

Xср. – среднеарифметическое значение;

n – общее количество результатов замеров.

Значение 95% обеспеченности определено: из всей выборки исключено 5% максимальных значений.

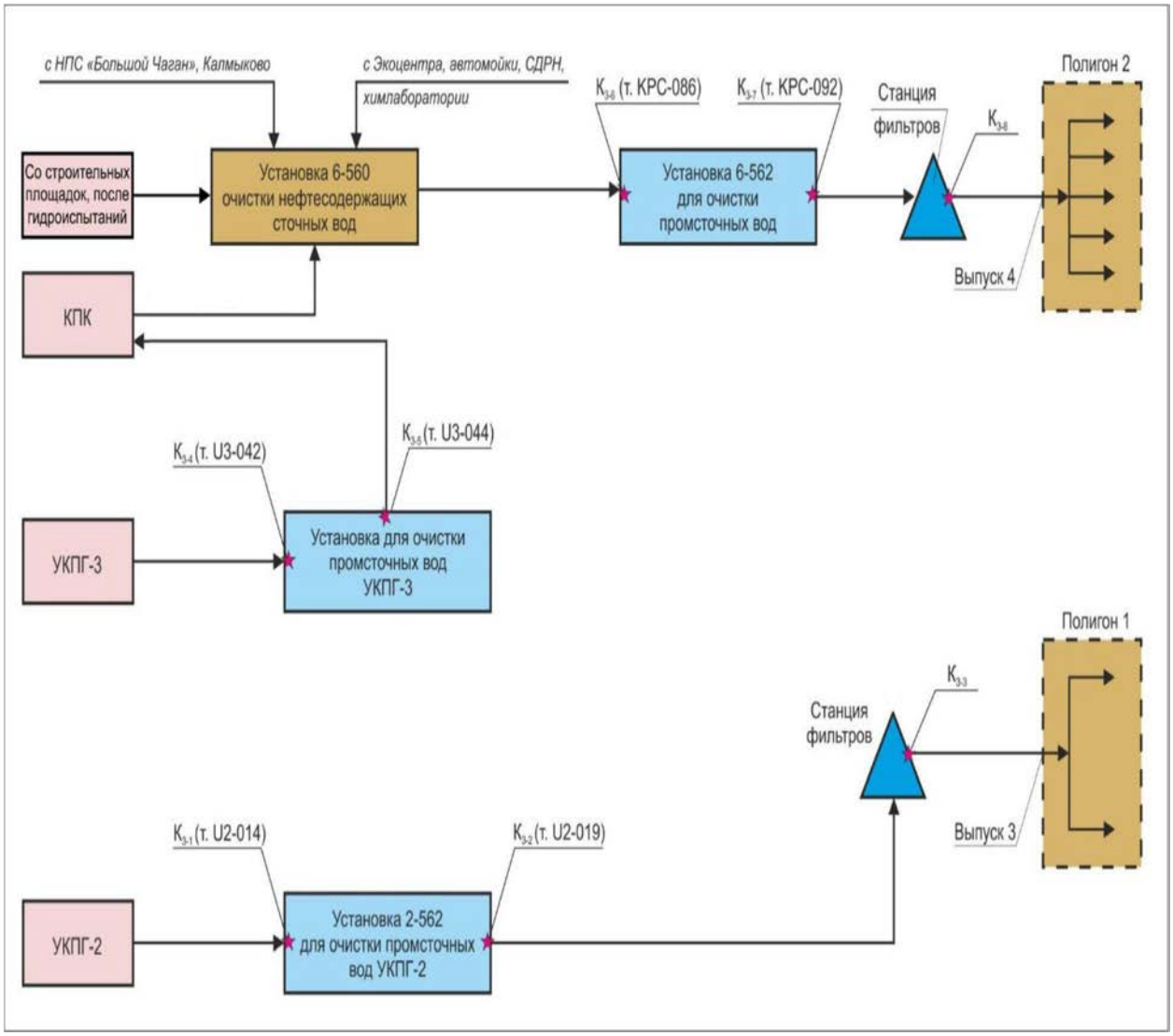


Рисунок 2.6.3.1. Схема расположения мест отбора проб промсточных вод, отводимых в подземне горизонты

И так, промсточные воды, направляемые на Полигон №2, формируются на установке КПК, кроме того с января 2021 года сюда направляются стоки с УКПГ-3. Мониторинг химического состава промсточных вод, закачиваемых в нагнетательные скважины, проводится с целью определения соответствия химического состава сточных вод рекомендуемым показателям и установленным нормативам, поскольку от этих показателей зависит продолжительность эксплуатации скважин.

Согласно технологическому регламенту КПК [113], после установки подготовки сточной технологической воды содержание нефтепродуктов не должно превышать 20 мг/дм^3, взвешенных веществ – 10 мг/дм^3, сероводорода – 50 мг/дм^3 (технологические нормативы) Обоснование перечня остальных отслеживаемых показателей приводится в проектах ПДС [100-106]. Ими являются сульфаты, сульфиды, хлориды, металлы (медь, цинк, алюминий, железо общее), метанол.

Ниже приводится анализ многолетнего изменения состава сточных вод (основных технологических показателей: нефтепродукты, взвешенные вещества, сероводород) в технологической цепочке: до очистки - после очистки - перед закачкой (рис.2.6.3.2, 2.6.3.4, 2.6.3.6), а также динамика изменения принятых на эти годы $С_{ПДС}$. Среднегодовые величины технологических показателей сточных вод, начиная с 2009 г. и по настоящее время ниже устанавливаемых нормативов.

Динамика изменения технологических показателей в 2021 г., включая метанол, приведена на рис. 2.6.3.3, 2.6.3.5, 2.6.3.7, 2.6.3.8.

Отметим, что с 2021 г. стоки с УКПГ-3 через КПК поступают на закачку на Полигон №2. На УКПГ-3 стоки до конца мая месяца 2021 еще подвергались очистке на УКПГ-3, а только после этого поступали на КПК. То есть на рис. 2.6.3.3, 2.6.3.5, 2.6.3.7 приведены технологические показатели качества стоков УКПГ-3 до – после - перед закачкой за ограниченный период времени. С мая установка подготовки и утилизации промстоков на УКПГ-3 была выведена из эксплуатации и водометанольная смесь из технологических линий вместе с конденсатом подается напрямую на КПК.



Рисунок 2.6.3.2. История СПДС. График изменения содержания нефтепродуктов в сточных водах КПК до очистки, после очистки и перед закачкой с 2009 г. - 2021 г.

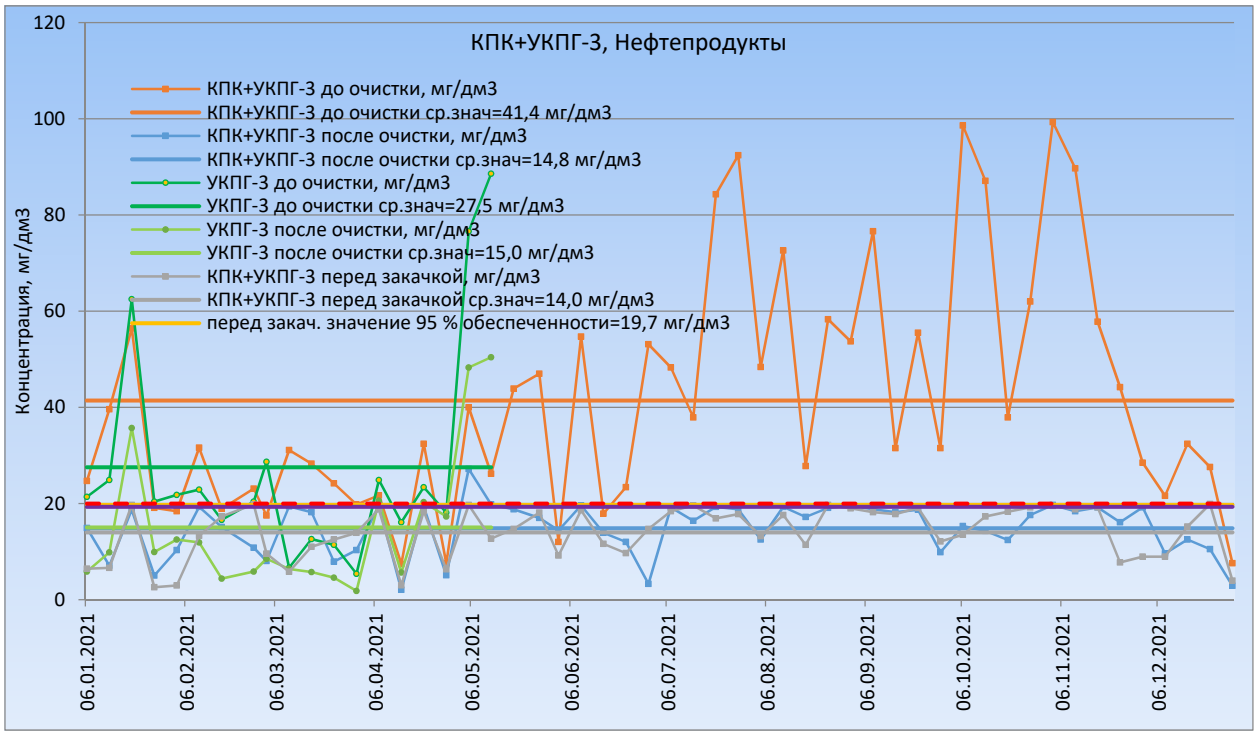


Рисунок 2.6.3.3. График изменения содержания нефтепродуктов в сточных водах (КПК+УКПГ-3) до очистки, после очистки и перед закачкой в 2021 г.



Рисунок 2.6.3.4. История Спдс. График изменения среднего содержания взвешенных веществ в сточных водах КПК до очистки, после очистки и перед закачкой с 2009-2021 гг.

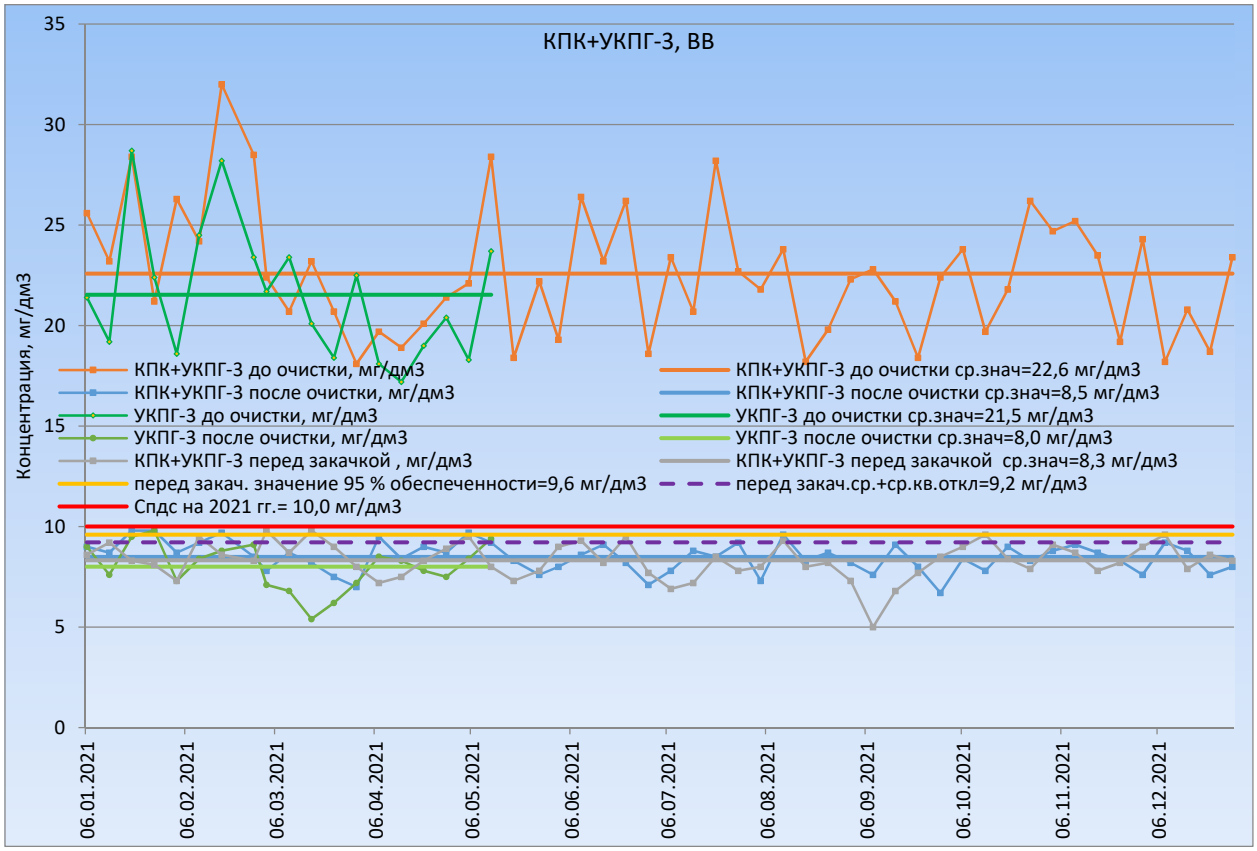


Рисунок 2.6.3.5. График изменения содержания взвешенных веществ в сточных водах (КПК +УКПГ-3) до очистки, после очистки и перед закачкой в 2021 г.

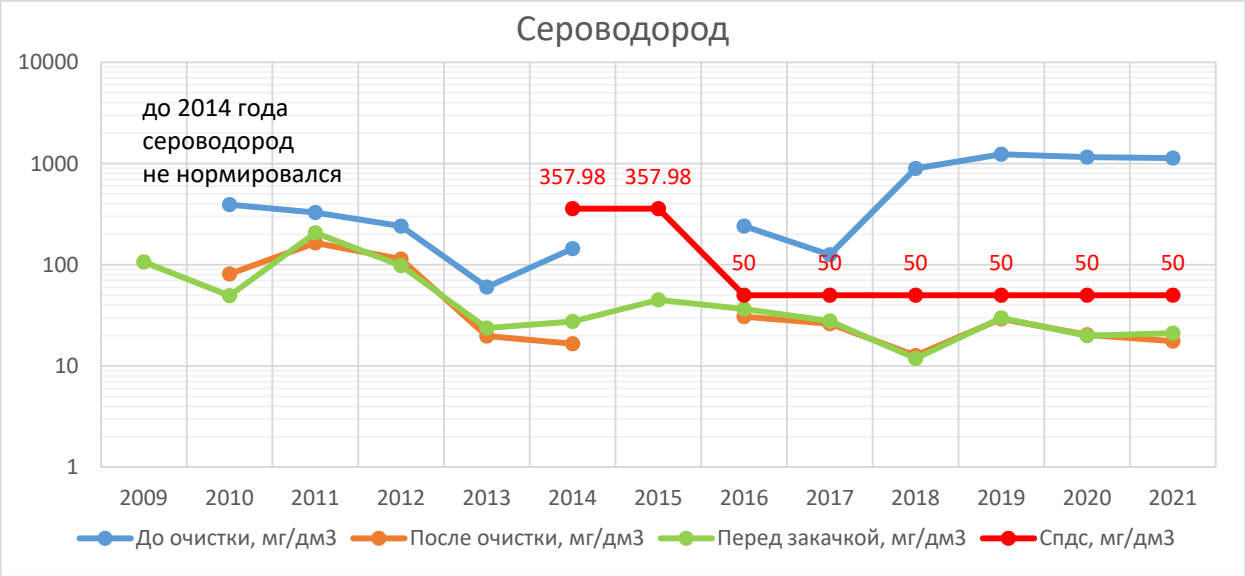


Рисунок 2.6.3.6. История Спдс. График изменения содержания сероводорода в сточных водах КПК до очистки, после очистки и перед закачкой с 2009-2021 гг. (логарифмическая шкала)

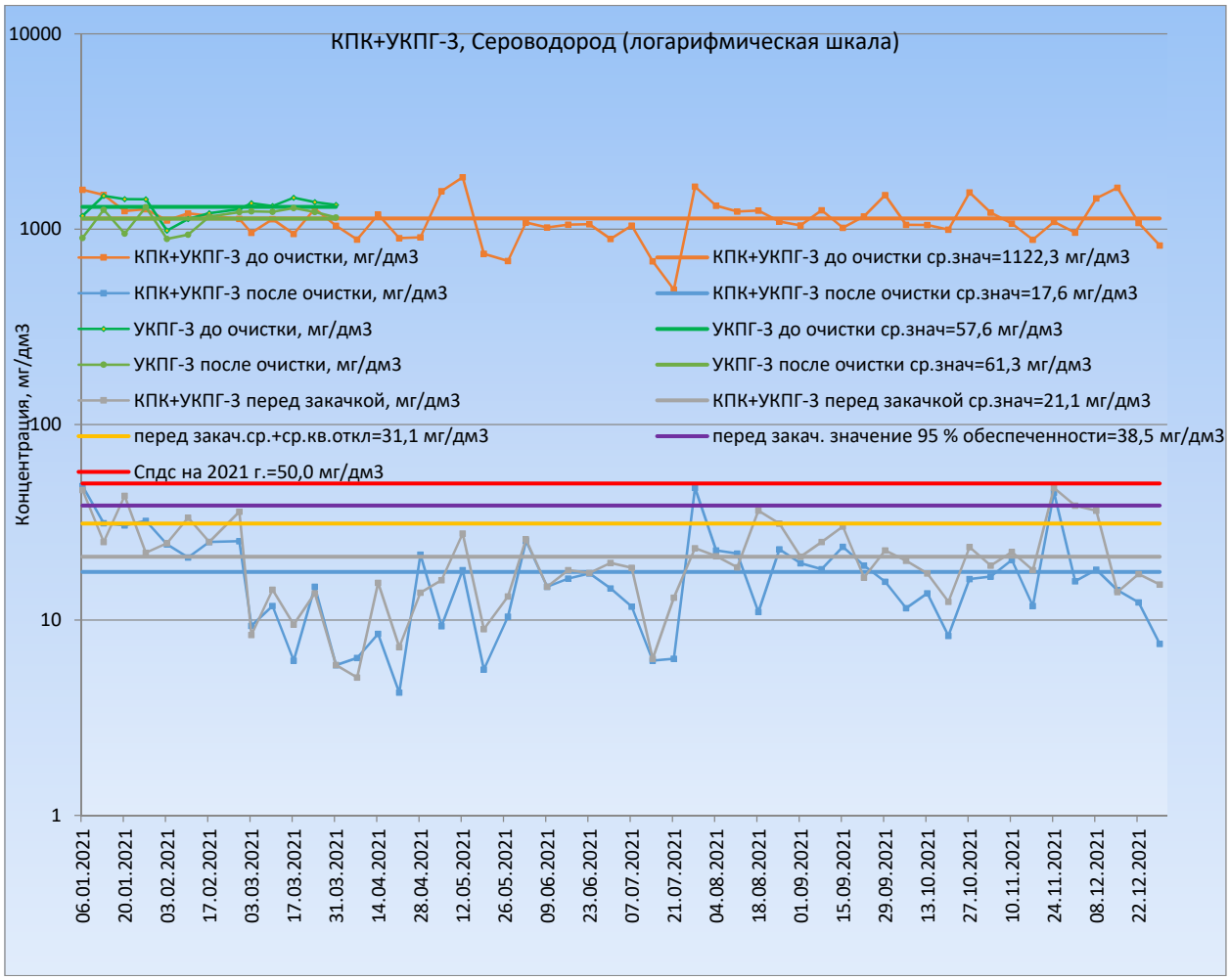
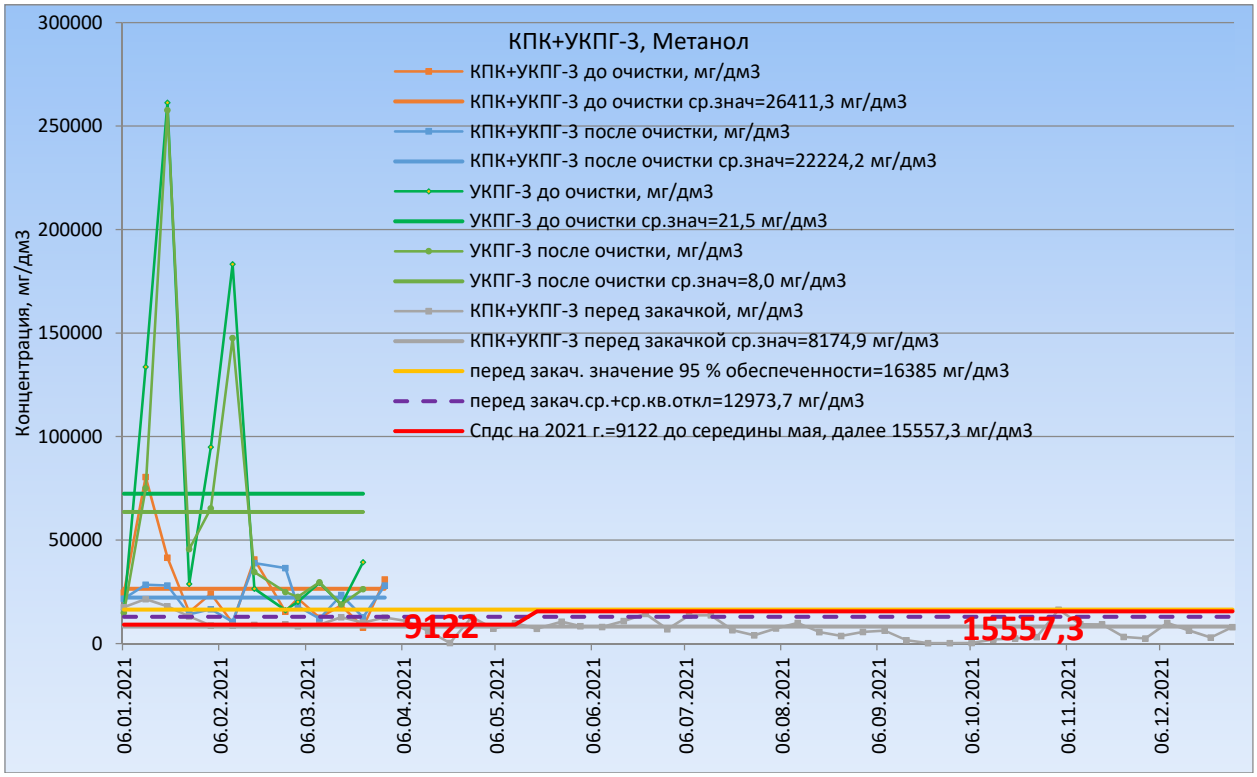
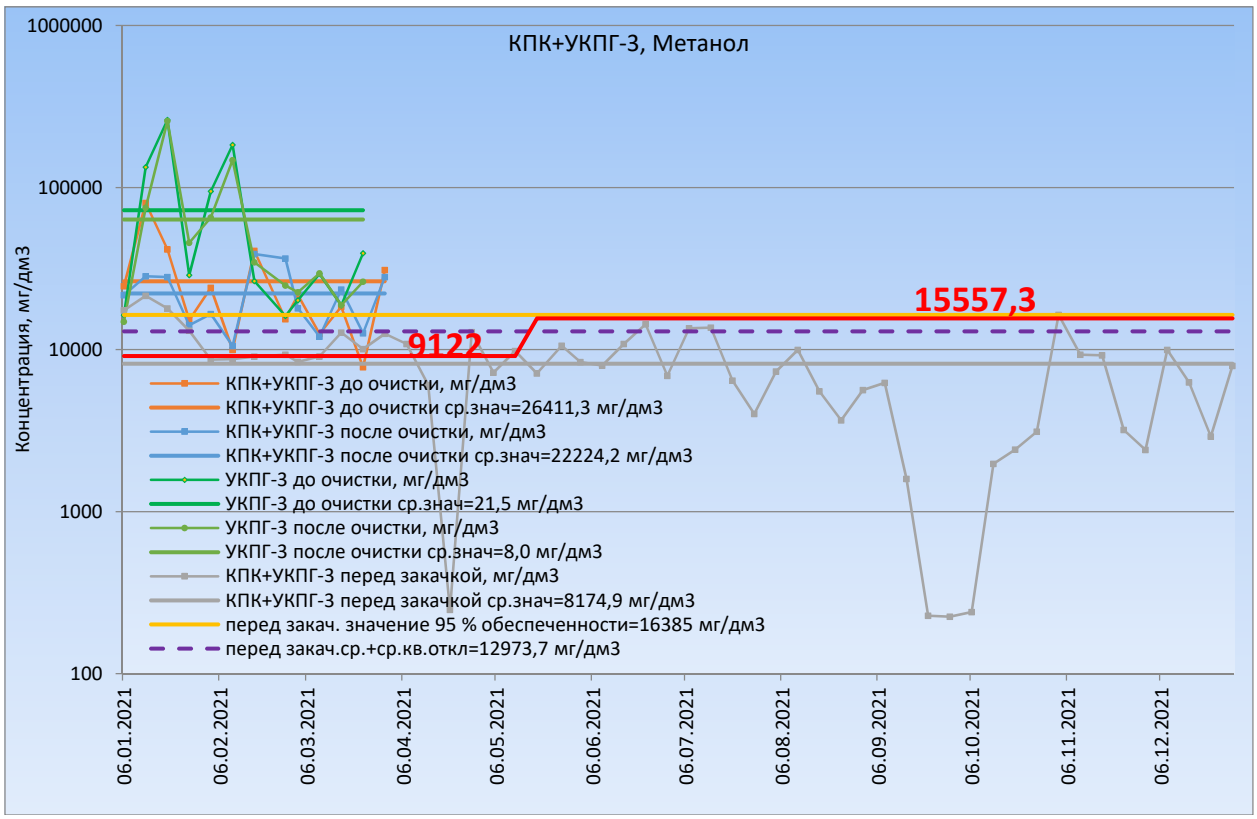


Рисунок 2.6.3.7. График изменения содержания сероводорода в сточных водах (КПК+УКПГ-3) до очистки, после очистки и перед закачкой в 2021 г. (логарифмическая шкала)



а)



б)

Рисунок 2.6.3.8. График изменения содержания метанола в сточных водах (КПК+УКПГ-3) до очистки, после очистки и перед закачкой в 2021 г. (а), (б) – тоже (логарифмическая шкала)

В таблице 2.6.3.5. приведены результаты сопоставления технологических, экологических нормативов качества (согласно проектам ПДС) за 2019-2022 г и их фактических значений за 2019-2021 гг. Превышения нормативов за этот период ***не отмечается*** (табл. 2.6.3.5).

Остальные отслеживаемые компоненты в сточных водах (сульфиды, сульфаты, хлориды, металлы) являются менее технологически значимыми, то есть их присутствие в меньшей степени влияет на интенсивность/результативность закачки. Особенно хлориды – это растворимые соли, которые не вызывают образование осадка в прифильтровой зоне нагнетательных скважин. Включение этих компонентов в перечень отслеживаемых компонентов, производится в рамках Проектов ПДС (ДС), поскольку за сброс этих компонентов, в водные объекты, как уже сообщалось, надо платить по ставкам Налогового Кодекса РК [7]. Их содержание в сточных водах, направляемых на закачку, относительно постоянно и колеблется около некой средней величины (рис. 2.6.3.9), кроме хлоридов (2.6.3.10), которые изменяются со временем в зависимости от объемов закачки. Тем не менее, если технологические нормативы показателей качества стоков (по нефтепродуктам, взвешенным веществам, сероводороду) приняты постоянными, то нормативы качества по остальным показателям состава сточных вод меняются от проекта к проекту в зависимости от фактических значений того или иного показателя за предшествующие три года [100-106]. В соответствии с новым Экологическим Кодексом [6] сброс таких веществ с превышением установленных максимальных показателей концентраций загрязняющих веществ не считается ***сверхнормативной эмиссией***.

Таблица 2.6.3.5 Сопоставление нормативов качества закачиваемых сточных вод с результатами определения химического состава сточных вод, направляемых на закачку с КПК (по состоянию на 2019-2021 гг.)

Определяемые компоненты	Технологический норматив/ Экологический норматив согласно проектам ПДС/ Средняя концентрация в точке отбора непосредственно перед закачкой, мг/дм^3				
	2019 г. [102]	2020 г. [103]	До мая 2021 г. [104]	С мая по 31 декабря 2021 г. [105]	2022 г. [106]
Нефтепродукты	20,0/20,0/5,2	20,0/20,0/14,0	20,0/20,0	20,0/20,0/14,0	20,0/20,0/-
Взвешенные вещества	10,0/10,0/9,0	10,0/10,0/9,1	10,0/10,0	10,0/10,0/8,3	10,0/10,0/-
Сероводород	50,0/50,0/29,8	50,0/50,0/19,9	50,0/50,0	50,0/50,0/21,1	50,0/50,0/-
Сульфаты	-/5840,0/754,9	-/4563,0/648,6	-/4331,3	-/4331,3/568,4	-/5110/-
Сульфиды	-/406,7/146,9	-/248,0/155,3	-/255,7	-/255,7/161,0	-/268/-
Хлориды	-/69482,0/60811,3	-/66703,0/635589,7	-/71103,3	-/71103,3/65984,4	-/73651/-
Железо общее	-/4,76/1,4	-/3,67/0,66	-/3,72	-/3,72/0,56	-/3,74/-
Медь	-/0,0142/0,0106	-/0,0124/0,0097	-/0,0123	-/0,0123/0,0088	-/0,0138/-
Цинк	-/0,0387/0,0269	-/0,0327/0,0241	-/0,0336	-/0,0336/0,0262	-/0,0328/-
Алюминий	-/0,080/0,0649	-/0,0784/0,0659	-/0,0813	-/0,0813/0,0688	-/0,852/-
Метанол*	-	-	-/9122	-/15557,3/8174,9	-/15557,3/-

Примечание: * - контроль метанола осуществлялся с января 2021 года в период ввода в эксплуатацию перемычки по перенаправлению промстоков УКПГ-3 в конденсатопровод на КПК, согласно проекту «УКПГ-3. Устройство перемычки технического водовода» КНГКМ.

Следует отметить, что в новом Экологическом Кодексе появилось два революционных момента:

1. ***Загрязнением водных объектов признается присутствие*** в поверхностных или ***подземных водах загрязняющих веществ*** в концентрациях или физических воздействий на уровнях, превышающих установленные государством экологические нормативы качества вод, ***за исключением объектов***, оборудованных и предназначенных для

размещения отходов и ***сброса сточных вод, предотвращающих загрязнение земной поверхности, недр, поверхностных и подземных вод.*** – п.3. ст. 212 ЭК.

2. Сброс веществ (не являющихся технологическими показателями) с превышением установленных максимальных показателей концентраций загрязняющих веществ не считается сверхнормативной эмиссией – п.5. ст. 216.ЭК.

Таким образом, ***сброс сточных вод в недра в районе Карачаганакского месторождения, не относится к факту загрязнения водного объекта, а также сверхнормативный сброс в недра нетехнологических компонентов не считается сверхнормативной эмиссией.***

Следует отметить еще один важный момент: со временем меняется химический состав сточных вод. С увеличением закачиваемых объемов сточных вод растет содержание хлоридов в сточных водах, следовательно, и содержание катионов, в частности натрия, что изменило минерализацию сточных вод в сторону ее увеличения. Со смещением химического состава сточных вод в сторону их хлоритизации, естественно, снижается содержание гидрокарбонатов, но растет содержание катионов натрия Если на начальном этапе эксплуатации минерализация сточных вод была порядка 3,0-40,0 г/дм^3 [81, 98] и анионный состав сточных вод характеризовался наличием преимущественно гидрокарбонатов и в меньшей степени сульфатов, то в настоящее время сточные воды являются хлоридными, поскольку основная составляющая промсточных вод КПК - попутные воды, резко возросли в объеме в связи с обводненностью добывающих скважин, и минерализация стоков возросла до 110 и более г/дм^3. Согласно табл. 2.6.3.5, содержание хлоридов в сточной воде составляет 65984 мг/дм^3. Исходя из атомных весов натрия и хлора (23 и 35,5 соответственно), содержание натрия в сточной воде ориентировочно может составлять для данного случая порядка 421800 мг/дм^3, что свидетельствует о росте минерализация сточных вод в настоящее время до более 110 г/дм^3.Увеличение содержания хлоридов (растворимых солей) делает сточные воды менее способными кольматировать фильтры и прискважинные области, в отличие от гидрокарбонатных и сульфатных вод, каковыми они были на начальной стадии эксплуатации полигонов, поскольку эти компоненты, особенно карбонаты, в условиях высоких температур выпадают в осадок, тем самым значительно снижая потенциал нагнетательных скважин.

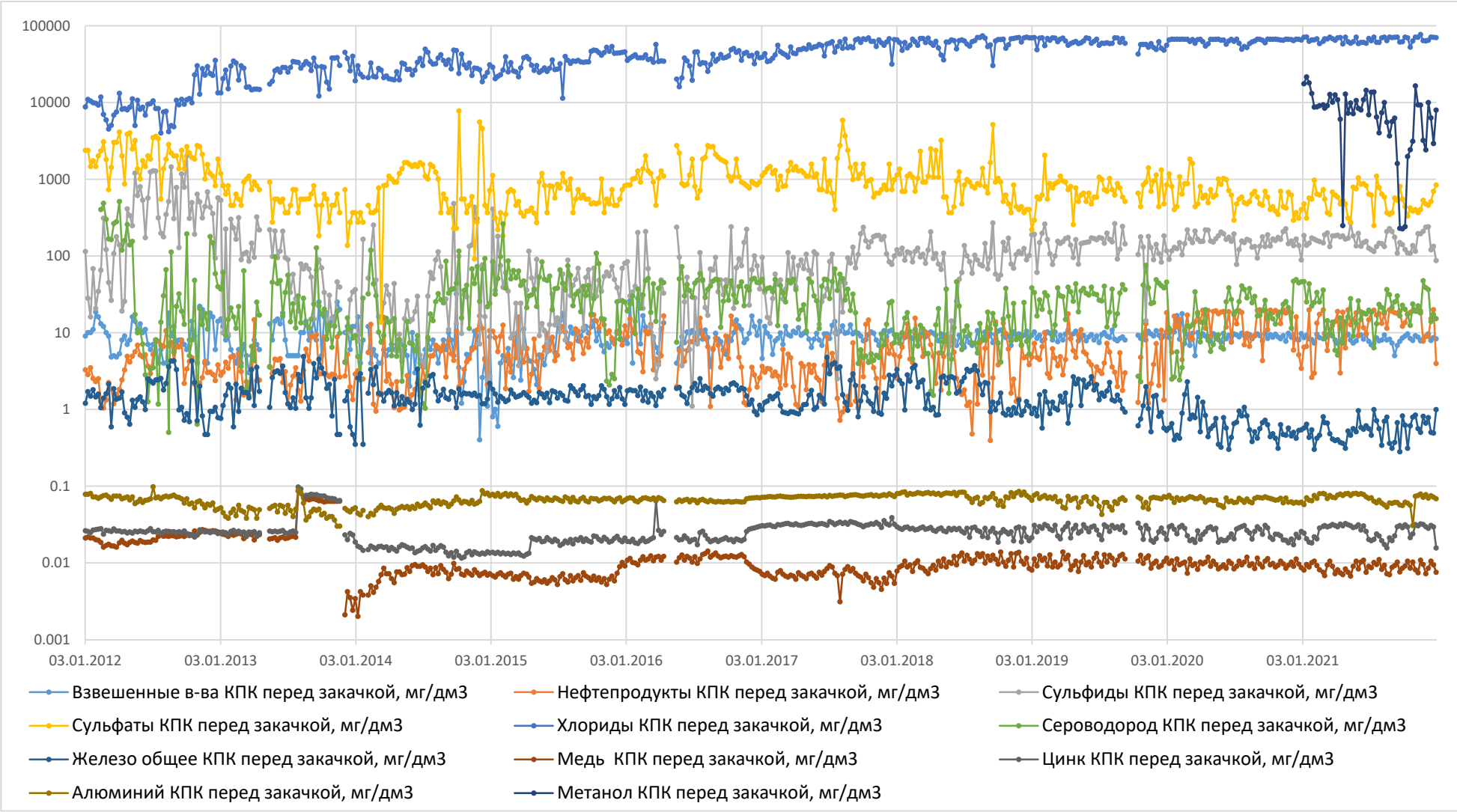


Рисунок 2.6.3.9. Содержание сульфидов, сульфатов, металлов в сточных водах КПК перед закачкой

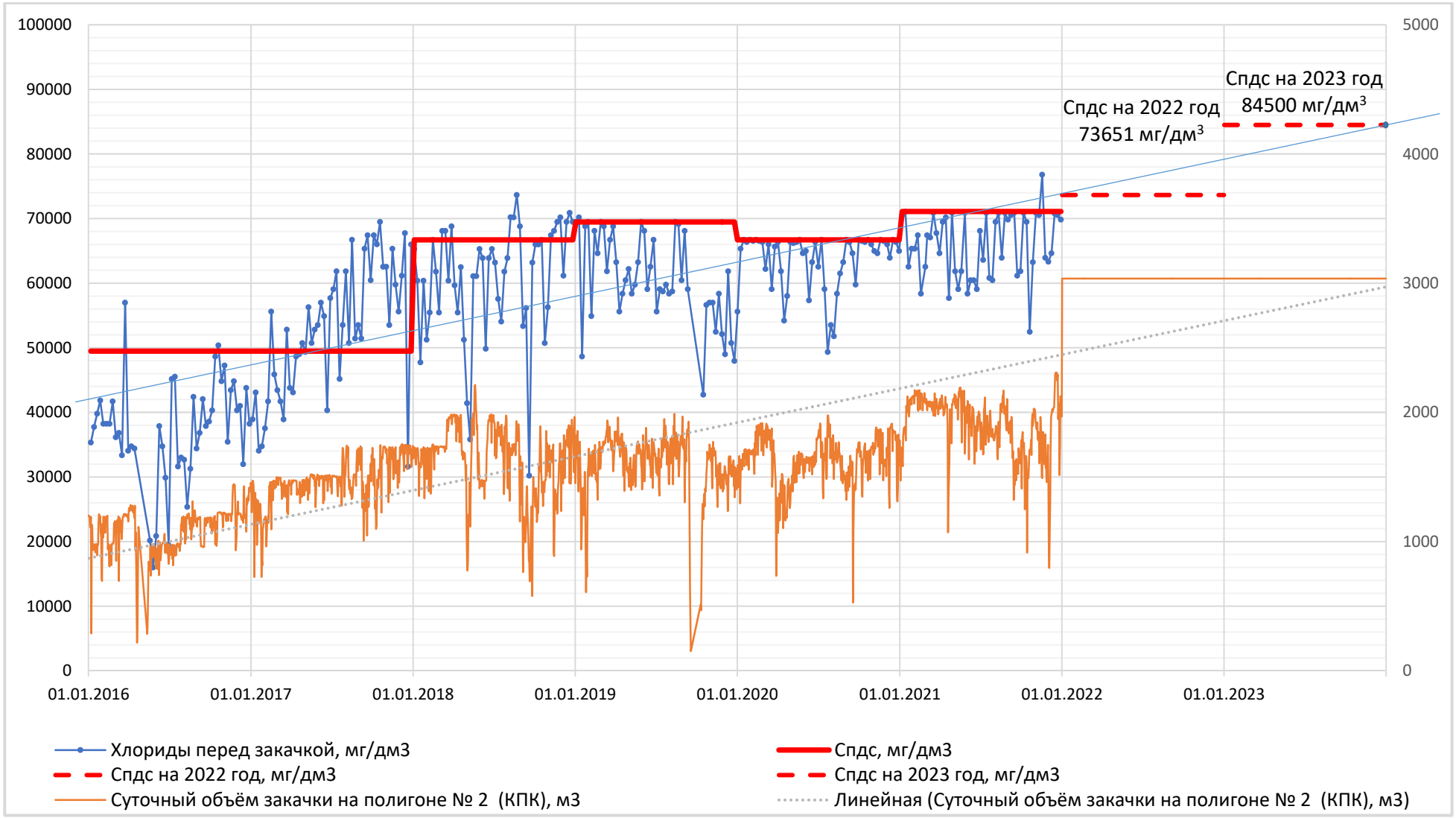


Рисунок 2.6.3.10. Тренд содержания хлоридов в сточных водах (перед закачкой) и объемов стоков с КПК.
Прогноз содержание хлоридов на 2023 г.

2.6.3.3. Характеристика качества сточных вод, планируемых к закачке с мая 2022 г. и направляемых на Полигон №2

Уже в процессе разработки настоящего ОВОС выяснилось, что в настоящее время Карачаганакское месторождение испытывает проблемы из-за недостатка объемов технической воды для технологических процессов КПК (для систем пароснабжения и для процесса обессоливания нефти на КПК нужна деминерализованная вода, которая получается путем прохождения технической воды через установку деминерализации).

Причинами данных проблем является снижение уровня воды в водохранилище №1 балки Кончубай до критического, что связано с сочетанием затяжных засушливых периодов, малоснежной зимой, короткими паводками и редкими осадками в последние годы. 28 февраля 2022 г. установлена заглушка и забор воды прекращен.

Решение данной проблемы возможно за счет подземных вод. Компанией Карачаганак Петролеум Оперейтинг Б.В. в рамках программы мониторинга подземных вод предусматривается проведение разгрузки техногенной залежи в зоне техногенной загазованности путем длительных откачек наблюдательных / разгрузочных скважин (юрского водоносного горизонта) методом эрлифта. При этом откачанная подземная вода будет направляться на повторное использование на технологические нужды КПО Б.В.

Скважины, которые будут задействованы для испытательной программы - 33 RR, 33J, 15RRbis. Данные по скважинам приведены в табл. 2.6.3.6.

Таблица 2.6.3.6 Данные по скважинам

Скважина	33RR	33J	15RRbis
Год бурения	1989	2017	2007
Дебит скважины, м^3/сут	400	312	240
Средняя соленость г/дм^3	12	12	18

В дальнейшем, на основании полученных результатов длительной откачки, на данном участке планируется проведение геологоразведочных работ с оценкой и подсчетом эксплуатационных запасов подземной воды юрского водоносного горизонта. Предварительная дата завершения проекта по подсчету эксплуатационных запасов – 4-ый квартал 2023 года для последующего утверждения запасов подземной воды Государственной комиссией по экспертизе недр РК и получения в Урало-Каспийской бассейновой инспекции разрешения на специальное водопользование на добычу подземной воды для технического водоснабжения объектов КПО Б.В.

В ходе гидрогеологических исследований подземная вода будет доставляться водовозами на территорию Кончубайской насосной станции, где будет очищаться временной обессоливающей установкой для приведения качества воды в соответствии с требованиями водопользователя КПК.

Предварительная очистка воды из Юрского водоносного горизонта необходима в связи с содержанием большого количество солей, что может оказывать негативное влияние на работу установки деминерализации воды КПК.

Очищенная вода будет сбрасываться на открытую водозаборную камеру Кончубайской насосной станции, откуда насосами по водоводу будет подаваться к производственным площадкам месторождения Карачаганак.

Для производственных нужд требуется порядка 500 м^3/сут очищенной/опресненной воды. Вода после обессоливания, непригодная для технологического процесса, будет транспортироваться автоцистернами на КПК для дальнейшей закачки в пласт через Полигон №2 в объеме 166 м^3/сут.

В связи с вышеизложенным, в настоящее время разрабатывается проектная документация на установку дополнительной установки по обессоливанию пластовой воды.

Предположительный срок ввода в эксплуатацию дополнительной установки обессоливания воды - май 2022 года.

Настоящим проектом рассматривается изменение объемов промсточных вод на Полигоне №2 с 2023 г. Существующий прогноз показывает рост объемов промсточных вод, направляемых на Полигон №2 до 1100 тыс. м^3/год (см. раздел 2.6). Возможность закачки этого объема промсточных вод в пласты апробирована ГКЭН в 2021 г. Закачка дополнительных объемов минерализованных промстоков в объеме 166,0 м^3/сут (60,59 тыс. м^3/год) в силу их незначительности вполне может быть реализована в общем объеме прогнозируемых промсточных вод.

Выше приведена характеристика качества промсточных вод, направляемых на закачку на Полигон №2. Отмечено, что минерализации сточных вод, направляемых на закачку, на сегодняшний день составляет порядка 100-110 г/дм^3 (раздел 2.6.3.2). Здесь приведем несложные расчеты по определению минерализации стоков при введении в общий поток промсточных вод, подлежащих закачке, минерализованных вод после опреснения подземных вод.

И так, из скважин будет отобрано 666,0 м^3/сут подземной воды. Из них 500 м^3/сут будет использовано в технологическом процессе. Минерализация этой воды после обессоливания (система обратного осмоса) составит 63,7 мг/дм^3 (исходя из технических характеристик системы подготовки). Остальной объем в количестве 166,0 м^3/сут будет иметь минерализацию порядка 12-15 г/дм^3 (табл. 2.6.3.6). (Для получения необходимых 666 м^3/сут необходимо будет откачивать одновременно 2 скважины. Одной скважины будет недостаточно –см. табл. 2.6.3.6).

Определение минерализации минерализованных вод, направляемых на закачку, производится исходя из уравнения (1):

$$Q_1 \times M_1 + Q_2 \times M_2 = Q \times M \qquad (1),$$

Где Q_1 – объем деминерализованной воды;

Q_2 – объем минерализованной воды;

Q – общий объем откачанной подземной воды;

M_1 – минерализации деминерализованной воды;

M_2 – минерализации минерализованной воды;

M – минерализации откачанной подземной воды.

$$500 \times 0{,}063 + 166{,}0 \times M_2 = 666{,}0 \times 15$$

$$M_2 = [(666{,}0 \times 15) - (500 \times 0{,}063)]/166 = 60{,}0$$

Минерализация минерализованной воды (M_2) составит 60,0 г/дм^3.

И так, минерализованные сточные воды объемом 166 м^3/сут с минерализацией 60,0 г/дм^3 будут смешиваться с объемом промсточных вод КПК и направляться на закачку.

Прогнозные объемы промсточных вод, направляемые на закачку составляют 1100 тыс. м^3/год (3013,7 м^3/сут). В этот объем входит сточная вода КПК (3013,7-166) и объем минерализованных сточных вод (166).

Определим минерализацию объединенного потока сточных вод (сточные воды КПК+ минерализованные воды после очистки подземных вод = 3013,7 м^3/сут), направляемого на закачку, на основе балансового уравнения (2), которое имеет вид:

$$(Q-Q_2) \times M_1 + Q_2 \times M_2 = Q \times M \qquad (2),$$

Где Q – суммарный объем закачиваемых стоков;

M – минерализации суммарного объема сточных вод;

M_1 - минерализация стоков, формирующихся на КПК;

Q_2 – объем минерализованной воды;

$Q-Q_2$ = объем стоков КПК;

M_2 – минерализации минерализованной воды.

$$M = [(3013,7 – 166) \times 110+166 \times 60,0]/3013,7 = 107,3 \text{ г/дм}^3.$$

И так. Прогнозируется на 2023 г. к закачке суммарный объем промсточных вод 1100 тыс. м^3/год. При минерализации исходных стоков КПК объемом 2847,7 м^3/сут (3013,7 – 166 = 2847,7 м^3/сут) с минерализацией 110 г/дм^3, добавка минерализованной воды в объеме 166,7 м^3/сут с минерализацией 60,0 г/дм^3 уменьшит минерализацию суммарного объема стоков до 107 г/дм^3. То есть, при смешении объемов стоков КПК и объемов минерализованных вод, объем которых на порядок меньше объемов стоков, формирующихся на КПК, будет происходить незначительное разбавление стоков КПК стоками минерализованных вод. Минерализация смеси будет в пределах точности определений минерализации.

Предлагаем при определении допустимых сбросов (СД) (раздел 4.5.4) оставить предложенные нормативы солеобразующих компонентов (сульфаты, сульфиды, хлориды, металлы) по данным химического состава основных стоков за последние три года (максимальная величина за три года) без наличия факта разбавления.

2.6.3.4. Характеристика качества сточных вод, направляемых на Полигон №1

Промсточные воды, направляемые на Полигон №1, как сказано выше, до 2021 года формировались на установках УКПГ-2 и УКПГ-3. С 2021 года промсточные воды с УКПГ-3 через КПК направляются на Полигон №2, хотя очистка сточных вод на этой установке продолжалась до мая месяца. С мая установка подготовки и утилизации промстоков на УКПГ-3 выведена из эксплуатации и водометанольная смесь из технологических линий вместе с конденсатом подается на КПК. И так, на Полигон №1 с 2021 г. направляются исключительно сточные воды с УКПГ-2.

Ниже приводятся среднегодовые величины технологических показателей качества сточных вод и их предельно допустимые величины ($С_{ПДС}$) (рис. 2.6.3.11, 2.6.3.13, 2.6.3.15, 2.6.3.17). Обоснование величин $С_{ПДС}$ технологических показателей до 2013 г. имеет свою историю, которая подробно рассматривалась в ОВОС Дополнения №2 к проекту закачки [45]. Начиная с 2014 г. предельно допустимые величины технологических показателей качества сточных вод (нефтепродукты, взвешенные вещества, сероводород, метанол) в проектах ПДС принимались равными таковым, принятым в Технологических регламентах. По последним тех.регламентам [112, 113] значения технологических показателей приведены в табл. 2.6.3.7. Значения экологических показателей (сульфиды, сульфаты, хлориды, железо, цинк, медь, алюминий) устанавливались в рамках Проектов ПДС по фактической средней максимальной величине того или иного показателя за последние три года. В частности, нормативы на 2020, 2021, 2022 гг. по Полигону №1 установлены по результатам химических анализов промстоков по состоянию на 2016-2018, 2017-2019, 2018-2020 гг. соответственно (табл. 2.6.3.8).

Результаты определения состава сточных вод до, после очистки и перед закачкой, направляемых на Полигоне №1 в 2021 г. с УКПГ-2 приведены в табл. 2.6.3.9.

Таблица 2.6.3.7 Таблица технологических/регламентных показателей качества сточных вод установок очистки УКПГ-3, УКПГ-2 (по состоянию на 2021 г.)

Установка	Показатели качества, мг/дм^3	Технологический норматив (максимально-допустимое значение), мг/дм^3	Источник
УКПГ-3	Нефтепродукты	51,0	Технологический регламент по эксплуатации установки комплексной подготовки газа 3 (УКПГ-3), Аксай, 2020 г.
	Взвешенные вещества	10,0	
	Метанол	429000	
УКПГ-2	Нефтепродукты	Не более 20,0	Технологический регламент для Установки Комплексной Подготовки Газа-2, Аксай 2019 г.
	Взвешенные вещества	Не более 10,0	
	Сероводород	Не более 50,0	

Таблица 2.6.3.8 Нормативы качества сточных вод, направляемых на закачку с установок УКПГ-2 и УКПГ-3* на 2019-2022 гг. (мг/дм^3)

п/п	Показатель	2019	2020 г.	2021 г.	2022 г.
1	Взвешенные вещества	10,0	10,0	10,0	10,0
2	Нефтепродукты	51,0	51,0	20,0	20,0
3	Сероводород	663,5	620,0	50	50,0
4	Метанол	152539,0	106815,0**	-*	-
5	Сульфиды	475,0	630,0	622,3	1040
6	Сульфаты	3650,0	2519,0	2579	2190
7	Хлориды	77125,0	74606,0	77153,3	77210
8	Железо общее	3,81	3,0	2,9	2,8
9	Медь	0,013	0,0112	0,011	0,0128
10	Цинк	0,031	0,0249	0,0267	0,0306
11	Алюминий	0,07	0,0656	0,0661	0,0698

Примечание: **с 2021 года все стоки с УКПГ-3, перенаправляются на КПК;*

*** -норматив принят на основании фактических данных за 2017-2019гг.*

Таблица 2.6.3.9 Результаты определения состава сточных вод УКПГ-2 до, после очистки и перед закачкой на Полигоне №1 (2021 г.)

Определяемые компоненты	Место отбора проб сточных вод	УКПГ–2	
		2021 год	
		Максимальное	Среднее
Взвешенные вещества	До очистки	38,4	24,7
	После очистки	9,8	8,7
	Перед закачкой	**9,8**	**8,6**
Нефтепродукты	До очистки	85,5	38,3
	После очистки	19,8	14,5
	Перед закачкой	**19,8**	**14,5**
Метанол	До очистки	-	-
	После очистки	-	-
	Перед закачкой	-	-
Сероводород	До очистки	1940,0	1309,8
	После очистки	72,2	32,1
	Перед закачкой	**92,1**	**44,7**
Сульфиды	**Перед закачкой**	**283,0**	**171,2**
Сульфаты	**Перед закачкой**	**1241**	**617**
Хлориды	**Перед закачкой**	**122983,0**	**77813,3**
Железо общее	**Перед закачкой**	**0,91**	**0,48**
Медь	**Перед закачкой**	**0,0102**	**0,0085**
Цинк	**Перед закачкой**	**0,256**	**0,0213**
Алюминий	**Перед закачкой**	**0,0658**	**0,060**

Далее приведем анализ за многолетие нормативных и фактических химических показателей сточных вод, направляемых на Полигон №1.

Нефтепродукты и взвешенные вещества, содержащиеся в сточных водах перед закачкой, начиная с 2009 года, имели явную тенденцию к снижению и в последние 6-7 лет остаются примерно на одном уровне, что говорит о высокой эффективности очистки в результате постоянного совершенствования очистных сооружений (рис. 2.6.3.11, 2.6.3.13). На всех графиках значения этих показателей перед закачкой не превышают установленных нормативов.

Как сказано выше, в 2021 г. на Полигона №1 поступают стоки только с УПГ-2. На рисунке 2.6.3.12 представлены данные по нефтепродуктам в сточных водах УКПГ-2 за 2021 год, где видно, что среднее значение этого показателя пред закачкой равно 14,5 мг/дм^3, что меньше чем установленный норматив на 2021 год равный 20 мг/дм^3.

Рисунок 2.6.3.14 показывает, что модернизация очистных сооружений позволяет снизить содержание взвешенных веществ перед их закачкой ниже нормативного показателя равного 10 мг/дм^3 до 8,6 мг/дм^3.

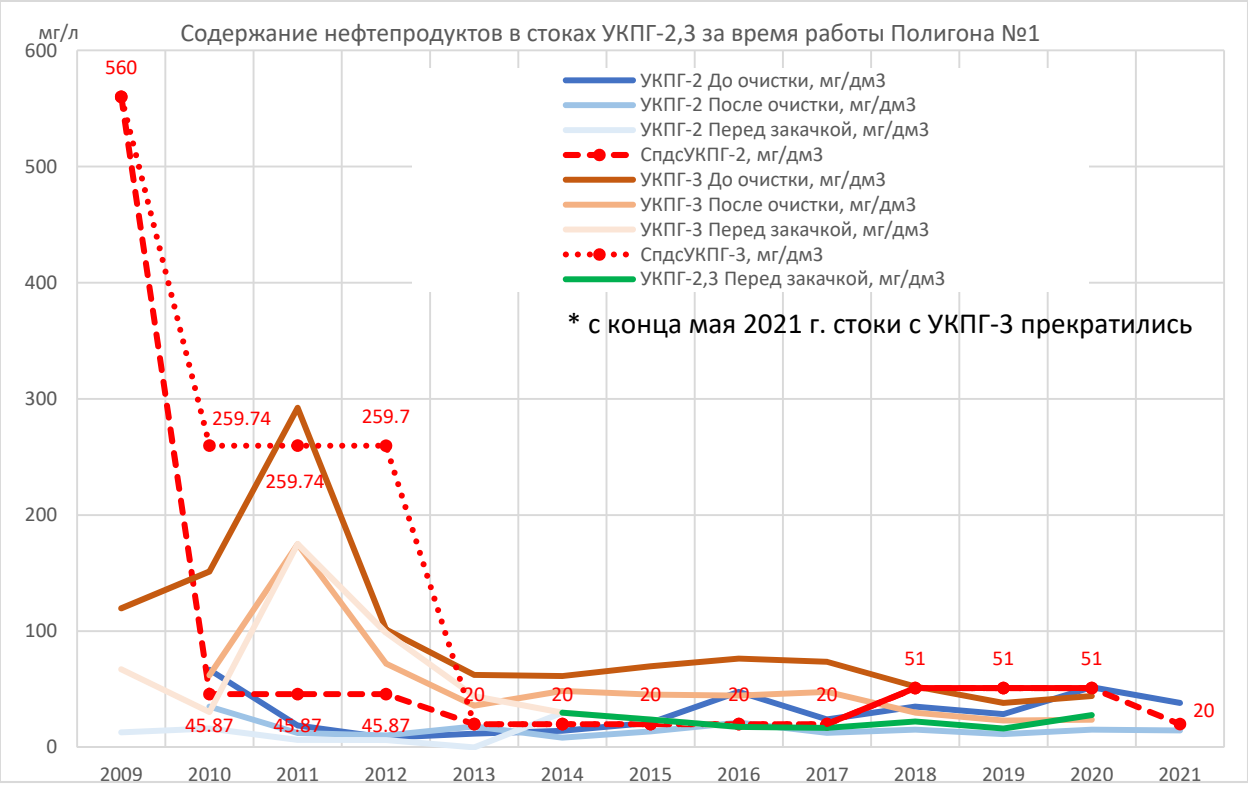


Рисунок 2.6.3.11. История СПДС. График изменения среднегодового содержания нефтепродуктов в сточных водах УКПГ-2, УКПГ-3 до 2020 г. В 2021 г.-только с УКПГ-2

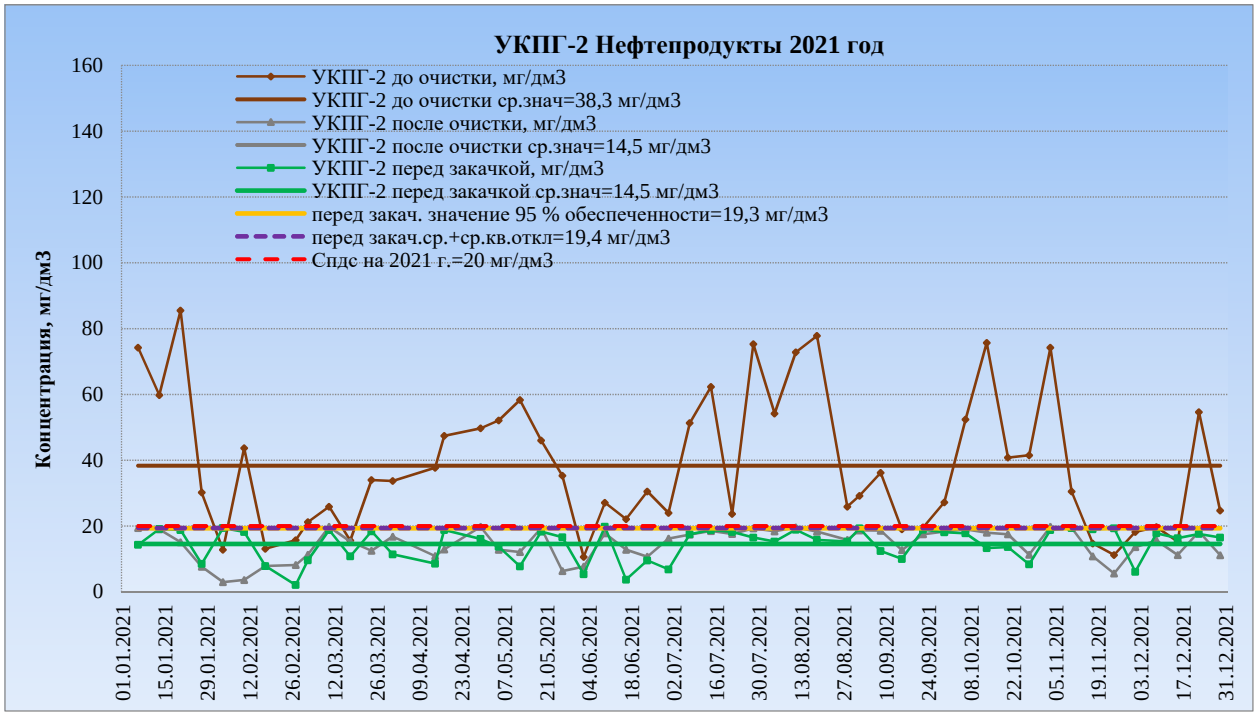


Рисунок 2.6.3.12. График изменения содержания нефтепродуктов в сточных водах УКПГ-2 и перед закачкой в 2021 г.

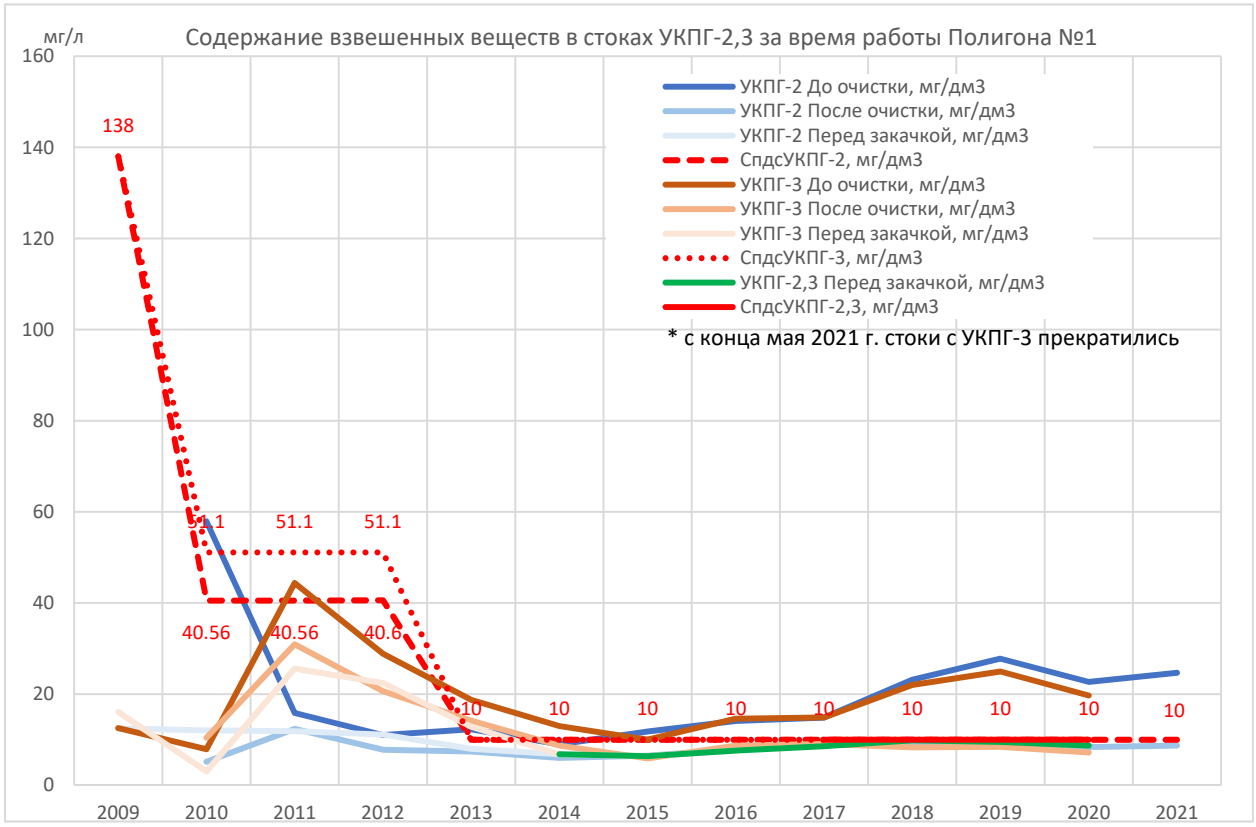


Рисунок 2.6.3.13. История Спдс. График изменения среднегодового содержания взвешенных веществ в сточных водах, УКПГ-2, УКПГ-3 до 2020 г. В 2021 г.-только с УКПГ-2

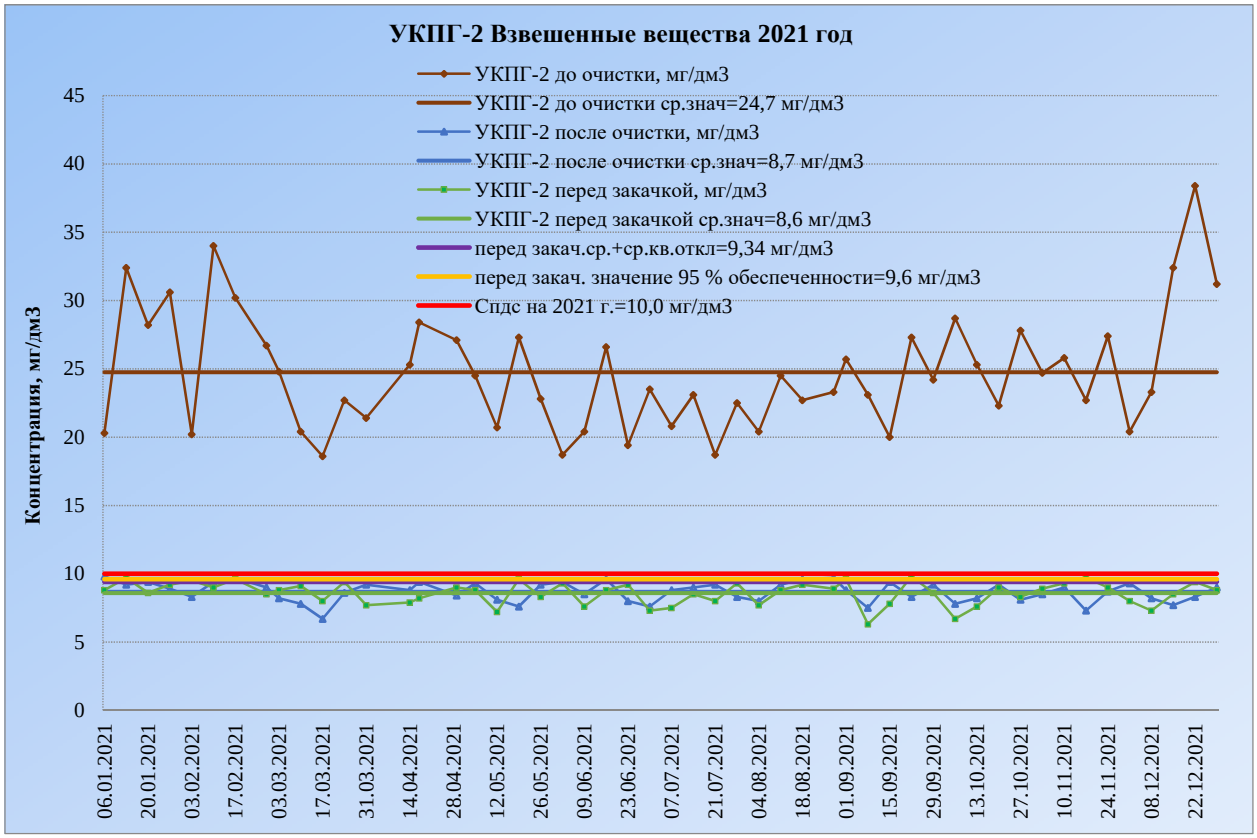


Рисунок 2.6.3.14. График изменения содержания взвешенных веществ в сточных водах УКПГ-2 и перед закачкой в 2021 г.

Содержание ***сероводорода*** в сточных водах до очистки, после очистки и перед закачкой показано на рис. 2.6.3.15 и 2.6.3.16. Очистка сероводорода производится только на очистном сооружении УКПГ-2 (имеется отпарная колонна), установка УКПГ-3, не предусматривала очистку по этому компоненту. Следует отметить что до 2014 г. сероводород не нормировался. С введением станции фильтров, для сероводорода был предложен норматив по объединенной точке отбора после станции фильтров (то есть перед закачкой) в количестве его фактического содержания. Однако на 2016-2017 гг. по рекомендации Департамента экологии по ЗКО норматив этот был снижен до величины показателя, предложенного Технологическим регламентом на установку УКПГ-2, то есть в размере 50 мг/дм^3, что надо заметить, практически невозможно было достичь из-за высокого содержания сероводорода, направляемого на закачку после установки УКПГ-3. Содержание сероводорода в стоках с УКПГ-3 повышают значения статистического ряда значений содержания сероводорода перед закачкой (2.6.3.15).

Норматив по сероводороду, равный 50 мг/дм^3, по состоянию на 2017 г. не был выполнен. Современными средствами подготовки сточных вод, направляемых на Полигон №1, не предоставлялась возможность его реализации, поскольку для понижения содержания сероводорода в сточных водах на установке УКПГ-3 необходима установка отпарной колонны, то есть очистка от сероводорода сопряжена с огромными техническими трудностями. В связи с этим на 2018, 2019 и 2020 гг. были предложены новые нормативы по сероводороду равные соответственно 682,3, 663,5 и 620,0 мг/дм^3. Установленный норматив по сероводороду на 2020 г. был временным. Перед КПО все время стояла задача снижения этого показателя до значений технологического показателя равного 50 мг/дм^3.



Рисунок 2.6.3.15. История $С_{ПДС}$. График изменения среднегодового содержания сероводорода в сточных водах с УКПГ-2,3 до 2020 г. В 2021 г.-только с УКПГ-2

До последнего времени решался вопрос строительства новой отпарной колонны на УКПГ-3 для снижения содержания сероводорода в сточных водах перед их закачкой. Однако, это мероприятие дорогостоящее, могло быть реализовано только к 2023-2024 гг. Поэтому было принято решение о переориентировании промсточных вод, содержащих сероводород с объекта УКПГ-3 по трубопроводной системе на очистные сооружения КПК, где имеется отпарная колонна.

С начала 2021 года согласно проекту «УКПГ-3. Устройство перемычки технического водовода» промстоки УКПГ-3 начали направляться по существующему конденсатопроводу на водоочистные установки КПК, где имеется отпарная колонна, и далее на закачку на Полигон №2. Данный проект был реализован с целью исключения объединения неочищенных от сероводорода сточных вод УКПГ-3 с очищенными от сероводорода сточными водами УКПГ-2.

Средняя величина сероводорода, в пробе стоков с УКПГ-2 отобранной непосредственно перед закачкой в 2021 году составляет 44,7 мг/дм^3, что не превышает установленный норматив на 2021 год равный 50 мг/дм^3. (рис. 2.6.3.16).

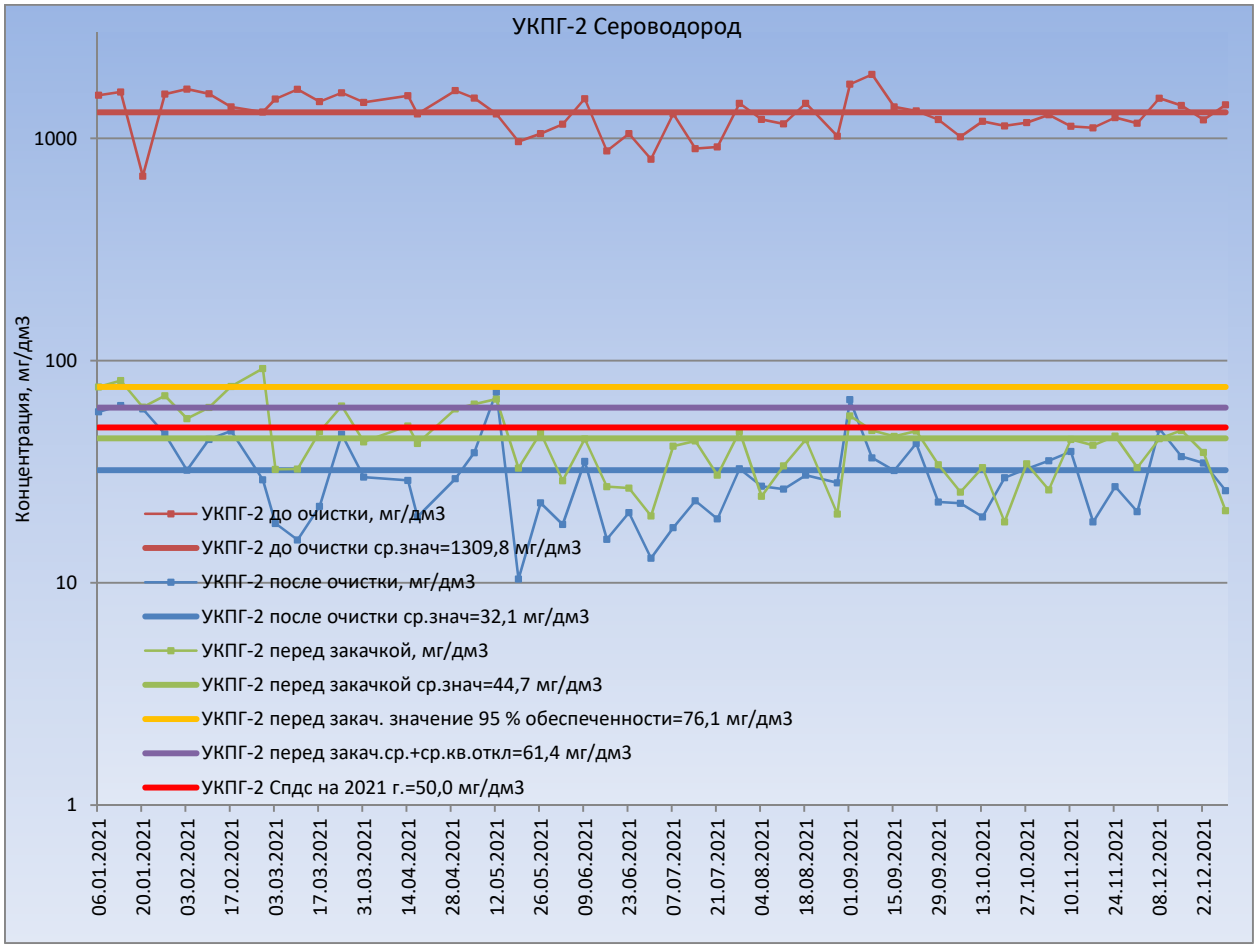


Рисунок 2.6.3.16. График изменения содержания сероводорода в сточных водах УКПГ-2 перед закачкой 2021 г.

Метанол присутствовал только в стоках, поступающих с УКПГ-3. По всем компонентам на пути следования стоков отбирается три пробы до очистки, после очистки и непосредственно перед закачкой. С 2013 года по 2020 год проба «перед закачкой» после станции фильтров представляла собой объединенную воду с двух установок УКПГ-2 и УКПГ-3. С этим связано столь явное снижение метанола в конечной точке непосредственно перед закачкой в пласт в этот период (рис. 2.6.3.17). В данной точке мы получали «статистическое разбавление» метанольных вод, идущих с УКПГ-3, водами с установки УКПГ-2. Содержание метанола в этой пробе сильно зависело от того в какой момент времени она была отобрана, и стоки с какой установки преобладали в данный момент. Так максимальные и минимальные концентрации метанола в этой точке сильно варьировали от 95953 мг/дм^3 до 1,31 мг/дм^3, что наглядно демонстрируется на приведенном годовом графике содержания метанола в стоках за 2019-2020 гг. (рис. 2.6.3.18). Концентрации в точках «до очистки» и «после очистки» на УКПГ-3 имеют схожие значения, так как установка регенерации метанола была выведена из эксплуатации из-за неэффективности ее работы. Компания проводила пробные испытания для внедрения ряда технологий очистки сточных вод от метанола. Однако все попытки снижения содержания в водометанольной смеси нефтепродуктов на установке УКПГ-3 не увенчались успехом и не привели к желаемым результатам.

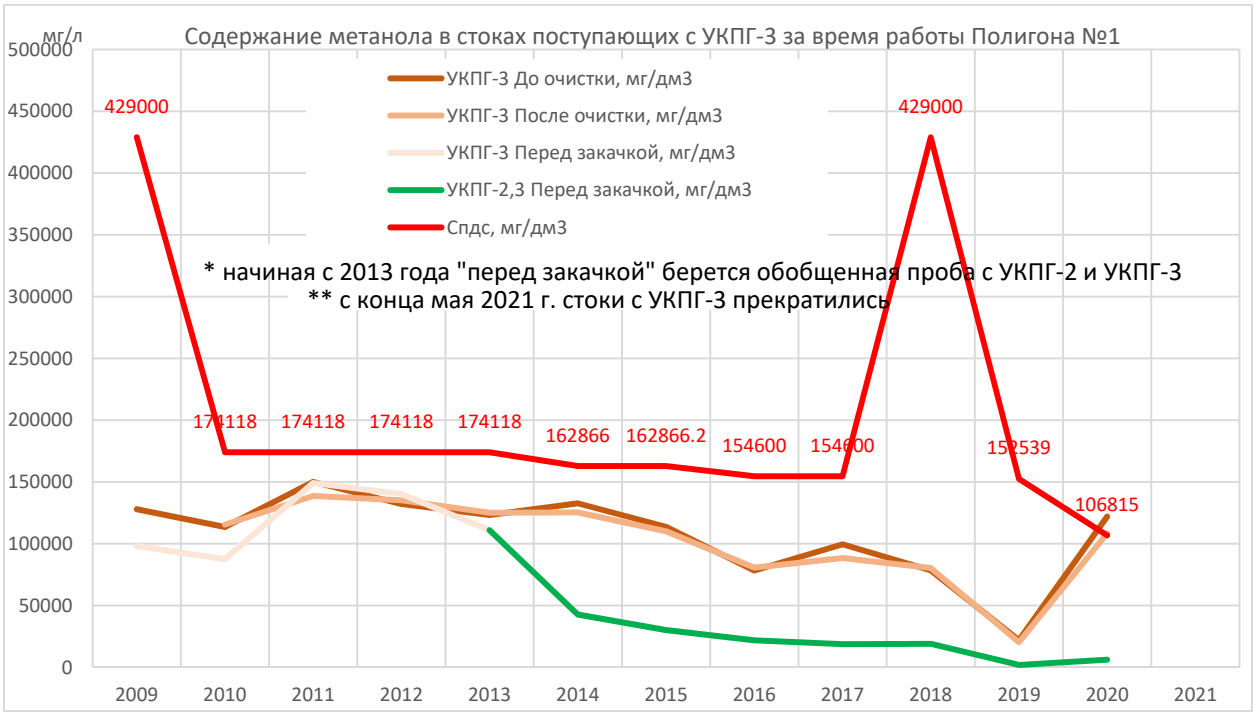


Рисунок 2.6.3.17. История Спдс. График изменения среднегодового содержания метанола в сточных водах, поступающих на закачку с УКПГ-3 до 2020 г.

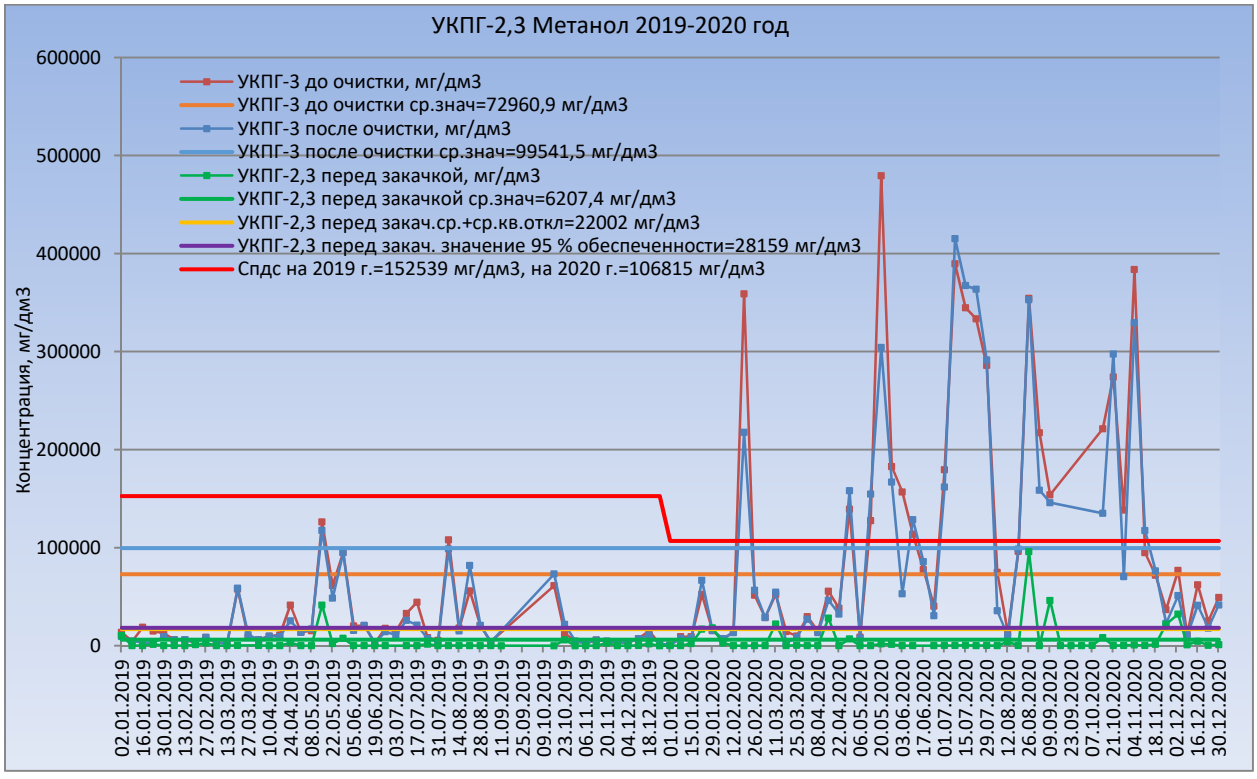


Рисунок 2.6.3.18. Годовой график изменения содержания метанола с УКПГ-3 и перед закачкой в 2019-2020 гг.

Ниже на рис. 2.6.3.19-2.6.3.21 приведены графики изменения по времени сероводорода, нефтепродуктов, взвешенных веществ до очистки, после очистки и после станции фильтров (перед закачкой), позволяющие говорить о роли ***перенаправления*** сточных вод с УКПГ-3 на КПК с 2021 г. Основная цель этого перенаправления исключить формирование сверхнормативных величин сероводорода в потоке сточных вод после станции фильтров.

Рис. 2.6.3.19 хорошо демонстрирует достижение этой цели. Если до 2019 г. в потоке сточных вод, направляемых на закачку, отмечалась величина сероводорода до 1000 мг/дм^3, с 2019 – 2020 гг. до 200-250 мг/дм^3, что значительно превышало норматив, то с 2021 г., когда сероводородные стоки были перенаправлены на КПК, среднегодовое содержание сероводорода, направляемое на Полигон №1, составило 44,7 мг/дм^3. Не меньший эффект достигнут и по нефтепродуктам, в меньшей степени по взвешенным веществам (рис. 2.6.3.21, 2.6.3.22).

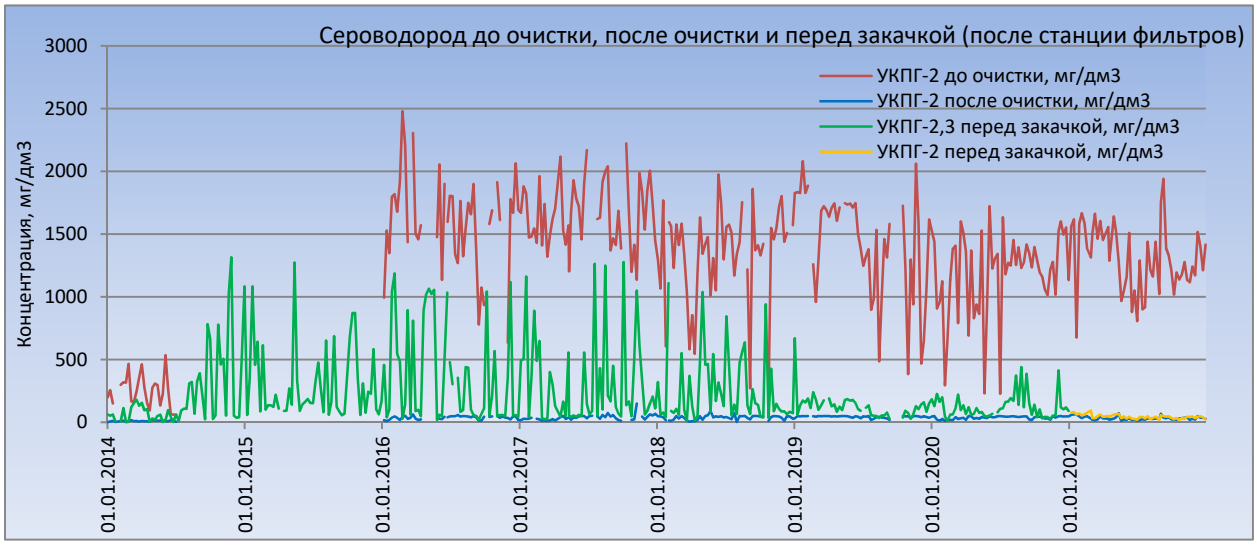


Рисунок 2.6.3.19. Содержание сероводорода до очистки на УКПГ-2, после очистки на УКПГ-2 и перед закачкой стоков с УКПГ-2 и УКПГ-3 (после станции фильтров)

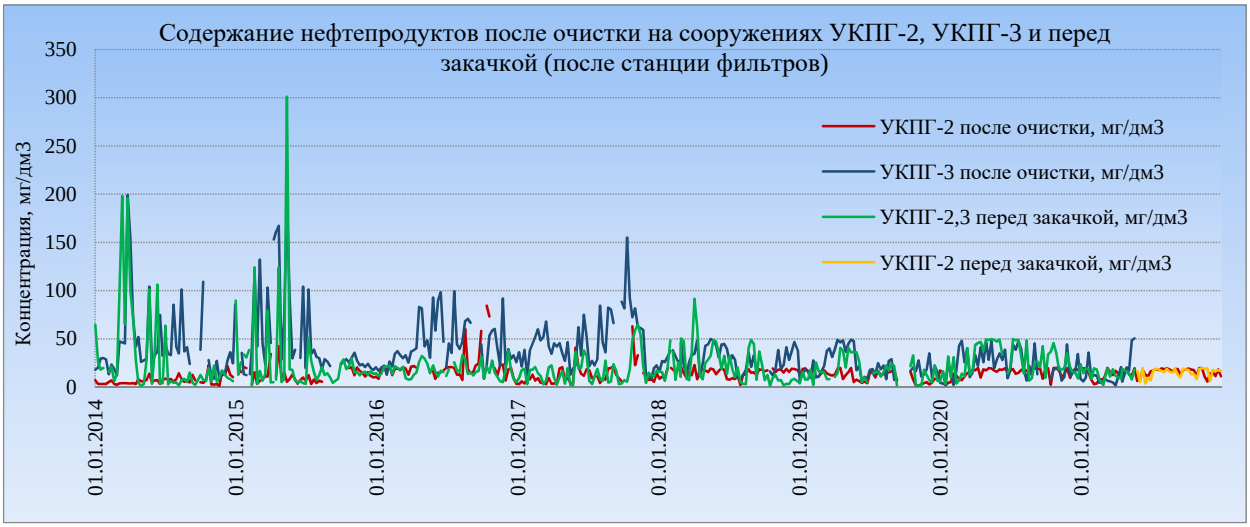


Рисунок 2.6.3.20. Совмещение содержания нефтепродуктов после очистки на установках УКПГ-2, УКПГ-3 и после станции фильтров

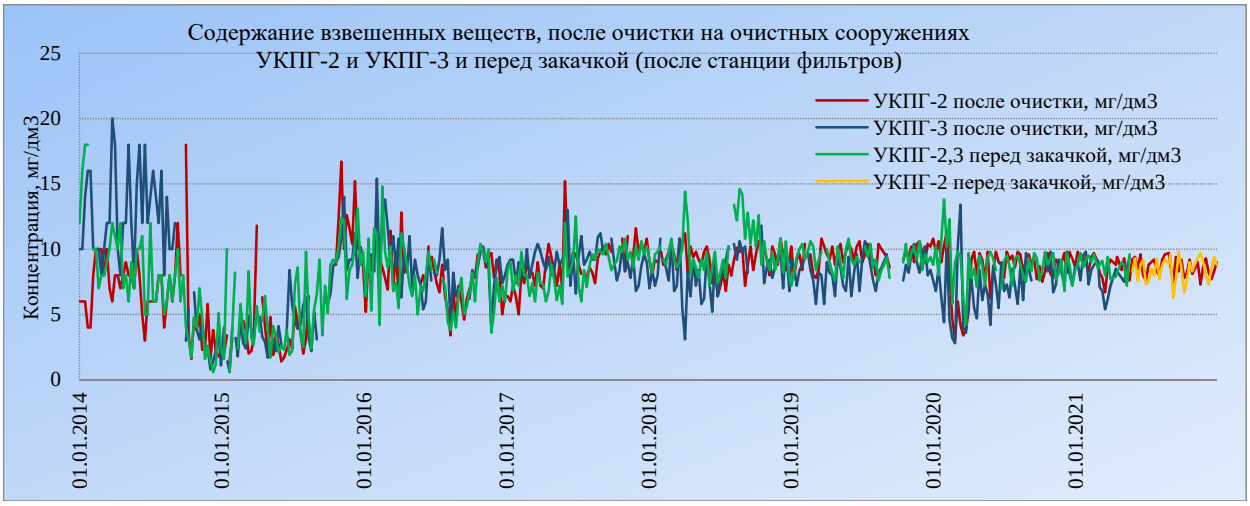


Рисунок 2.6.3.21. Содержание взвешенных веществ после очистки на установках УКПГ-2, УКПГ-3 и после станции фильтров

На рис. 2.6.3.22, 2.6.3.23 приведен характер изменения т.н. «экологических» показателей качества сточных вод в объединенной точке перед закачкой. Отмечается относительная неизменность содержания сульфатов, металлов в закачиваемых стоках в 2021 г. несмотря на перенаправление стоков с УКПГ-3 на КПК. Это объясняется тем, что доля сточных вод с УКПГ-3 в общем объеме, закачиваемых до 2020 г. (включительно) сточных вод на Полигоне №1 была весьма незначительна (см. рис. 2.6.1.20 раздел.2.6.1). В 2019 г. она составляла 13,5 %, в 2020 г. – 8,5 %.

В связи с ростом попутных вод в общем объеме промстоков, направляемых на закачку на Полигона №1, отмечается тенденция роста хлоридов (рис. 2.6.3.23). Для всех показателей (кроме хлоридов) характерна относительная стабильность их содержания в сточных водах. А потому численные величины нормативов качества по этим показателям при разработке проектов ПДС практически были неизменны – колебались около средней величины. По хлоридам при нормировании следует учитывать тенденцию роста этих показателей со временем.

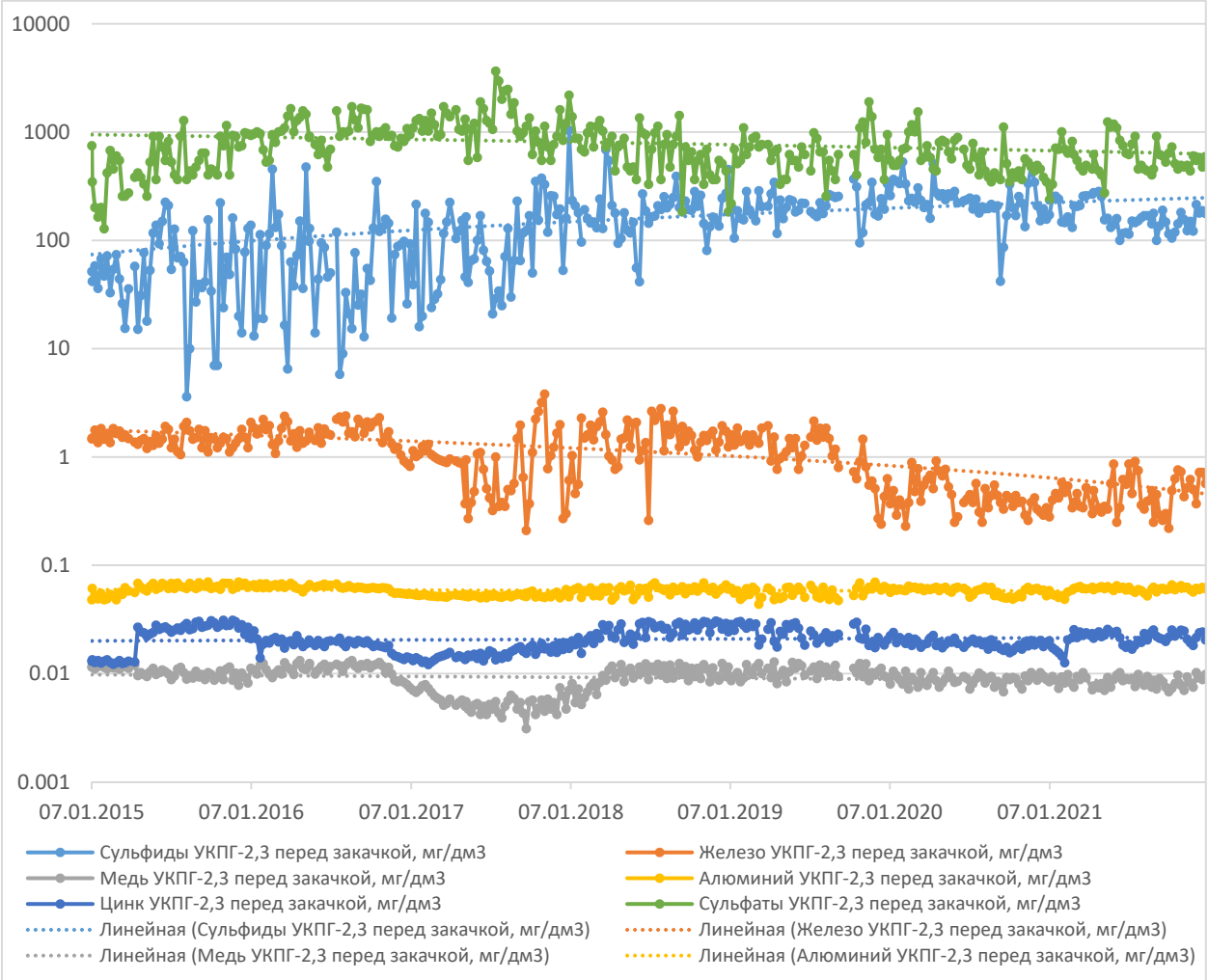


Рисунок 2.6.3.22. Содержание сульфатов, сульфидов, металлов в сточных водах, направляемых на закачку на Полигон №1 с УКПГ- и УКПГ-3 (в 2021 г. только с УКПГ-2) (логарифмическая шкала)



Рисунок 2.6.3.23. Тренд изменения содержания хлоридов в сточных водах перед закачкой на Полигон №1

2.6.3.5. Анализ работы очистных сооружений

2.6.3.5.1. Очистные сооружения КПК

С января по май 2021 г. сточные воды с УКПГ-3 после их очистки по трубопроводу перенаправлялись на очистное сооружение КПК, а с 23 мая 2021 г. вода подается вместе с конденсатом на КПК через дегазаторы и ГНС. С 23.06 2021 г. вода подается вместе с конденсатом на КПК в обход ГНС-2.

Выше в разделе 2.3 приведены технологические схемы подготовки сточных вод к закачке. Рис. 2.6.3.24 показывает принципиальную схему водоподготовки сточных вод на КПК.



Рисунок 2.6.3.24. Принципиальные схемы подготовки/очистки промсточных вод перед закачкой на объектах КПО

Эффективность современной очистки промсточных вод на очистных сооружениях КПК высокая. Начиная с 2009 г. и по настоящее время процент очистки промсточных вод по нефтепродуктам составлял 58,8-83,1 % (табл. 2.6.3.10).

По взвешенным веществам процент очистки составлял за время наблюдений (2008-2019 гг.) – 62,4-86,7%.

По сероводороду степень очистки составляет за период 2008-2019 гг. – 70,2-98,4%; за 2020 и 2021 гг., соответственно, – 98,2 и 98,4 %.

Таким образом, технологические/экологические нормативы по водоочистной установке КПК выполняются. Все остальные нормированные компоненты (сульфиды, сульфаты, хлориды, металлы) не являются технологически значимыми. Средние величины этих показателей не превышают так называемые, «экологические» нормативы, предложенные Проектами ПДС на 2020 и 2021 гг.

Планируемые мероприятия по совершенствованию системы очистки сточных вод КПК и их реализация

Таким образом, в настоящее время не идет речь об улучшении показателей качества закачиваемой воды – уже достаточно было проведено мероприятий по снижению показателей качества (Отчеты по авторскому надзору предыдущих лет [72-82]). Однако некоторые мероприятия будут продолжаться, в частности, в соответствие с проектом «Ремонтные работы на КПК. Площадка 6-562 Система обратной промывки фильтров», была отработана технология очистки сточных вод для соответствия их проектным показателям. Будут продолжены следующие мероприятия:

1. Оптимизация использования картриджных фильтров 6-562-CM-02A/B.

Для улучшения эффективности очистки воды до закачки в подземные горизонты с целью снижения содержания взвешенных веществ и защиты расположенного ниже по потоку оборудования обратной закачки воды (во избежание загрязнения забоя поглощающих скважин) КПК было рекомендовано использование 1-микронных картриджных фильтров. Замена картриджей будет производиться по мере увеличения перепада давления, свидетельствующего о засорении фильтра.

2. Изменение графика замены песка на песочных фильтрах.

С целью улучшения эффективности работы песочных фильтров 6-562-CM-02A/B/C была увеличена периодичность замены песка до одного раза в квартал на каждом песочном фильтре. Это было связано с тем, что в ходе цикла обратной промывки имеются потери песка. Снижение уровня песка приводит к ухудшению фильтрации и проскоку взвешенных веществ на картриджные фильтры и последующей закупорке картриджей и, как следствие, их частой замене.

Следует отметить, что фактическая эффективность очистных сооружений КПК отличается от проектной. Это связано с тем, что фактическая эффективность работы очистных сооружений КПК определяется по фактической концентрации загрязняющих веществ на входе и выходе с очистных сооружений. Так показатели концентрации загрязняющих веществ на последние годы намного ниже чем проектные. (Проектные показатели эффективности очистки по взвешенным веществам – 98%, нефтепродуктам – 99%, сероводороду – 97,8%).

Таблица 2.6.3.10 Сравнение среднегодовых величин показателей химического состава сточных вод Установки КПК до очистки, после очистки и перед закачкой

Показатели качества. Стадия очистки	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
КПК												
Нефтепродукты (Спдс)	**20**	**20**	**20**	**20**	**20**	**20**	**20**	**20**	**20**	**20**	**20**	**20**
До очистки (086)	11,4	42,5	24,13	17,8	21,9	18,8	19,1	12,8	24,0	28,55	58,03	35,59
После очистки (092)	4,2	7,57	4,8	3,6	4,3	7,3	6,0	3,5	6,0	4,83	15,41	14,67
% очистки на очистных сооруж.	**63,2**	**82,2**	**80,1**	**79,8**	**80,4**	**61,2**	**68,6**	**72,7**	**75,0**	**83,1**	**73,4**	**58,8**
Перед закачкой (после станции фильтров - выпуск 4)	3,7	4,74	3,9	4,1	5,1	8,2	6,2	4,6	5,3	5,2	13,97	13,28
% очистки на фильтрах	**11,9**	**37,4**	**18,8**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**11,7**	**0**	**9,3**	**9,5**
Взвешенные вещества (Спдс)	**18,15**	**18,5**	**10**	**10**	**10**	**10**	**10**	**10**	**10**	**10**	**10**	**10**
До очистки (086)	27,4	104,2	39,4	22,13	18,9	19,1	19,9	21,6	29,1	31,0	23,0	22,9
После очистки (092)	4,5	13,9	6,5	6,81	6,5	6,5	7,1	7,9	8,9	9,56	8,52	8,6
% очистки на очистных сооруж.	**83,6**	**86,7**	**83,5**	**69,2**	**65,6**	**66,0**	**64,3**	**63,4**	**69,4**	**69,2**	**63,0**	**62,4**
Перед закачкой (после станции фильтров - выпуск 4)	5,1	13,9	9,1	10,0	6,2	9,1	9,7	9,3	8,8	9,0	9,1	8,4
% очистки на фильтрах	**0**	**0**	**0**	**0**	**4,6**	**0**	**0**	**0**	**1,1**	**5,9**	**0**	**2,3**
Сероводород (Спдс)	**50**	**-**	**-**	**-**	**357,98**	**357,98**	**50**	**50**	**50**	**50**	**50**	**50**
До очистки (086)	392,3	-	-	61,4	144,5	262,0	218,7	280,4	954,4	1234,13	1157,96	1122,3
После очистки (092)	49,1	-	-	18,3	16,6	23,2	31,4	23,6	15,1	29,18	20,39	17,9
% очистки на очистных сооруж.	**87,5**	**-**	**-**	**70,2**	**88,5**	**91,1**	**85,6**	**91,6**	**98,4**	**97,6**	**98,2**	**98,4**
Перед закачкой (после станции фильтров - выпуск 4)	83,8	-	-	24,9	36,5	41,9	37,2	24,3	14,7	29,81	19,91	20,0
% очистки на фильтрах	**0**	**-**	**-**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**2,6**	**0**	**2,4**	**0**
Метанол (Спдс)												**9122*/15557,3****
До очистки*** (086)												-
После очистки*** (092)												-
Перед закачкой (после станции фильтров*** - выпуск 4)												-

Примечание: ** до мая 2021 года было установлено данное значение Спдс.*

***С мая 2021 г. была произведена корректировка проекта ПДС, согласно которой норматив предельно-допустимого сброса (ПДС) метанола, закачиваемого со сточными водами в подземные горизонты от КПК, УКГП-3 на Полигоне №2 на период с 1 мая по 31 декабря 2021 г. был увеличен.*

**** - очистные сооружения КПК не настроены на очистку метанола.*

2.6.3.5.2. Эффективность подготовки промстоков на УКПГ

Перед подачей промышленных стоков на закачку производится их ступенчатая подготовка в системе очистки технологической воды. Как уже было сказано выше, до 2021 г. на Полигон №1 направлялись стоки с УКПГ-3 и УКПГ-2. Подготовка сточных вод для закачки на этих установках принципиально отличались. УКПГ-2, направляющей свои сточные воды на закачку, проектировались на очистку сточных вод по нефти, нефтепродуктам, взвешенным веществам, сероводороду, а на установке УКПГ-3 – по нефтепродуктам, взвешенным веществам и регенерации метанола (рис.6.2.3.25).

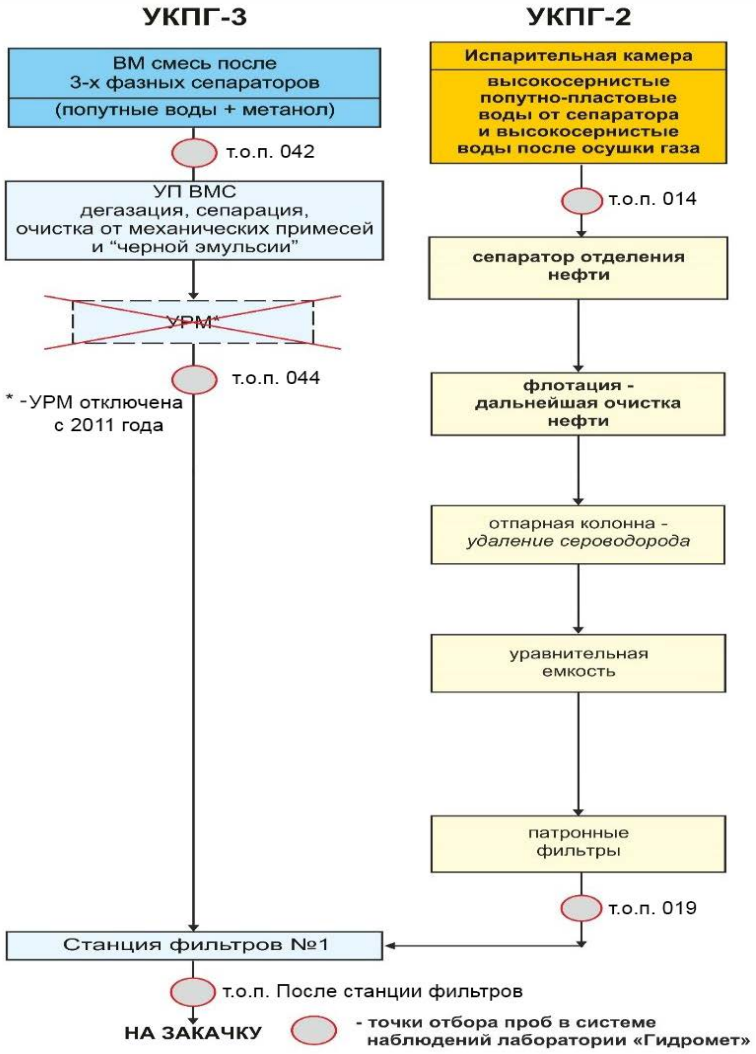


Рисунок 2.6.3.25. Принципиальные схемы подготовки/очистки промсточных вод перед закачкой на Полигоне №1 (до 2020 г. включительно)

Начиная с момента утверждения проекта закачки, то есть с 2009 г., на УКПГ-2 и УКПГ-3 ведутся наблюдения за показателями качества сточных вод перед очисткой, после очистки и непосредственно перед закачкой.

Следует отметить что до середины 2013 г. нормативы качества Проектами ПДС как технологические, так и экологические устанавливались отдельно для точек отбора проб сточных вод после патронных фильтров, направляемых с установок УКПГ-2 и УКПГ-3. С середины 2013 г. для улучшения показателей качественного состава сточных вод используется метод объединения сбрасываемых потоков промстоков с УКПГ-3 и УКПГ-2. С этого времени (с 2014 г. по 2020 г.) Проектами ПДС для комплексной точки наблюдений

(точка отбора проб после станции фильтров/точка отбора перед закачкой) предлагается единый перечень технологических и экологических нормативов для обеих установок УКПГ. По нефтепродуктам только в 2014 и 2015 гг. наблюдалось превышение нормативов качества закачиваемых сточных вод. По взвешенным веществам с 2014 г. до 2020 г. норматив выполнялся. По сероводороду с 2016 по 2019 г. наблюдалось превышение норматива качества. С 2018 по 2020 гг. норматив качества по сероводороду был временно повышен с 50 мг/дм^3 до значений 682-620 мг/дм^3. Только при этом условии было выполнение норматива по сероводороду. С 2021 г. сточные воды с УКПГ-3 направляются на КПК. Нормативы качества сточных под после подготовки стоков на УКПГ-2 выполняются, что говорит о соответствии технических характеристик очистных сооружений на УКПГ-2 задачам подготовки сточных вод (табл.2.6.3.11).

По очистной установке УКПГ-2 таблица демонстрирует достаточно хорошую степень очистки на очистных сооружениях по нефтепродуктам – среднегодовая степень очистки за период 2010 – 2021 гг. колебалась в пределах 0(34,9) - 70,7 %. По взвешенным веществам среднегодовая величина степени очистки составляла 22,6 - 91,0%, по сероводороду – степень очистки очень высокая – 96,1-98,0 %. Таким образом, установка в полной мере справляется с задачами очистки сточных вод, годовой объем которых в 2021 г. составил более 87010 м^3/год (9,9 м^3/час).

По УКПГ-3, начиная с 2010 г. и по конец 2020 года процент очистки промсточных вод по нефтепродуктам составлял 20,8-59,0 %, среднее 39,5% (табл. 6.2.3.7).

По взвешенным веществам процент очистки за время наблюдений составлял– 0 (19,8) - 66,4%, средний процент очистки 38,9 (42,8)%.

По метанолу (очистка не предусмотрена) за этот же период, содержание после станции фильтров изменялась от 0 до 11,1%, при среднем 4,2%.

Анализ сточных вод в объединенной пробе перед закачкой (после станции фильтров) показал, что содержание нефтепродуктов за 2014-2021 г. составляет – 14,5-29,8 мг/дм^3. Лучшее очищение сточных вод УКПГ-2, достигается путем применения на установке очистки воды деойлера 7752. Средняя величина взвешенных веществ перед закачкой равна – 8,1 мг/дм^3 (6,4-9,3 мг/дм^3). На УКПГ-3, снижение содержания твердых взвешенных частиц в сточной воде было достигнуто за счет применения флокулянта Cat-Floc 8103. Среднее содержание сероводорода составило 219,7 мг/дм^3 (44,7-373,5 мг/дм^3). Среднее значение метанола равно 19820,3 мг/дм^3 (1852,7-42721 мг/дм^3).

Таким образом, на настоящий момент можно отметить хорошую работу очистных сооружений УКПГ – технологические нормативы по таким параметрам как нефтепродукты, взвешенные вещества и сероводород выполняются.

С января по май месяц 2021 года после внедрения проекта «Устройство перемычки технического водовода» промстоки с УКПГ-3 после очистки на УПВМС (установка подготовки водо-метанольной смеси) объединялись с конденсатом на УКПГ-3 и перенаправлялись по конденсатопроводу на КПК, после чего закачивались на Полигоне №2. В конце мая 2021 года УКПГ-3 остановили на планово-предупредительный ремонт (ППР), по результату которого было принято решение о выводе УПВМС из эксплуатации из-за проблем, связанных с целостностью системы подготовки воды и аппаратов С-601, С-602, С-603. В соответствии с Актом вывода оборудования от 20.10.2021 года УПВМС выведена из эксплуатации (Книга 2. Приложение 18). На данный момент водометанольная смесь из технологических линий вместе с конденсатом подаётся напрямую на КПК, где происходит её дальнейшая подготовка, очистка и закачка на Полигоне №2.

Таблица 2.6.3.11 Сравнение среднегодовых величин показателей химического состава сточных вод Установок УКПГ-2 и УКПГ-3 до очистки, после очистки и перед закачкой

Показатели качества. Стадия очистки	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
УКПГ-2												
Нефтепродукты ($С_{дс}$)	**45,87**	**45,87**	**45,87**	**20**	**20**	**20**	**20**	**20**	**51**	**51**	**51**	**20**
До очистки	66,8	18,9	8,4	11,8	14,3	21,1	65,2	28,4	32,9	28,6	51,8	38,3
После очистки	35,1	12,3	10,2	18,0	8,3	13,7	20,9	13,0	15,1	11,4	15,2	14,5
% очистки на очистных сооружениях	**51,1**	**34,9**	**0**	**0**	**42,0**	**35,1**	**55,4**	**54,2**	**54,1**	**60,1**	**70,7**	**62,1**
Перед закачкой (после патронных фильтров)	16,2	6,4	6,3	-								
Перед закачкой - объединенная точка (после станции фильтров)*					29,8*	23,9*	17,5*	18,4*	23,0*	16,2*	27,8*	14,5
% очистки на фильтрах	**53,8**	**48,0**	**38,2**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
Взвешенные вещества ($С_{дс}$)	**40,56**	**40,56**	**40,56**	**10**	**10**	**10**	**10**	**10**	**10**	**10**	**10**	**10**
До очистки	57,9	15,9	11,0	12,3	9,0	11,8	14,1	16,1	16,1	27,8	22,7	24,7
После очистки	5,16	12,3	7,8	7,4	6,0	6,5	7,9	8,9	8,9	9,6	8,4	8,7
% очистки на очистных сооружениях	**91,0**	**22,6**	**29,0**	**44,7**	**33,3**	**44,9**	**44,0**	**44,7**	**44,7**	**65,5**	**63,0**	**64,8**
Перед закачкой (после патронных фильтров)	12,0	11,9	11,1	8,0								
Перед закачкой - объединенная точка (после станции фильтров)*					6,8*	6,4*	7,6*	8,8*	8,8*	9,3*	8,7*	8,6
% очистки на фильтрах	**0**	**0**	**0**	**0**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
Сероводород ($С_{дс}$)**	**-**	**-**	**-**	**-**	**835,1**	**835,1**	**50,0**	**50,0**	**682,3**	**663,5**	**620**	**50**
До очистки				215,9	245,5	1615,8	1598,4	1504,7	1399,7	1437,1	1191,4	1309,8
После очистки				5,2	9,2	32,8	36,6	36,0	38,6	43,0	36,8	32,1
% очистки на очистных сооружениях				**97,6**	**96,1**	**98,0**	**97,7**	**97,6**	**97,2**	**97,0**	**96,9**	**97,5**
Перед закачкой (после патронных фильтров)				36,4								
Перед закачкой - объединенная точка (после станции фильтров)*					220,7*	325,8*	373,5*	297,2*	243,7*	127,5*	124,1*	44,7
% очистки на фильтрах					**-**	**-**	**-**	**-**	-	-	-	-
УКПГ-3												
Нефтепродукты ($С_{дс}$)	**259,74**	**259,74**	**259,74**	**20**	**20**	**20**	**20**	**20**	**51**	**51**	**51**	**-**
До очистки	151,4	292,3	101,5	62,3	61,4	69,8	76,4	69,1	49,8	38,2	44,2	-
После очистки	62,0	174,8	72,0	35,9	48,6	45,4	44,6	43,8	27,9	23,1	23,8	-
% очистки на очистных сооруж	**59,0**	**40,2**	**29,1**	**42,4**	**20,8**	**35,0**	**41,6**	**36,6**	**44,0**	**39,5**	**46,2**	**-**
Перед закачкой (после патронных фильтров)	30,4	175	98,6	44								-
Перед закачкой – объединенная точка (после станции фильтров)*					29,8*	23,9*	17,5*	18,4*	23,0*	16,2*	27,8*	-
% очистки на фильтрах	**51,0**	**0**	**0**	**0**	**-**	**-**	**-**	**-**	-	-	-	-
Взвешенные вещества ($С_{дс}$)	**51,1**	**51,1**	**51,1**	**10**	**10**	**10**	**10**	**10**	**10**	**10**	**10**	**-**
До очистки	7,9	44,4	28,9	17,7	13,0	10,0	14,6	15,1	22,7	25,0	19,7	-
После очистки	10,4	30,9	20,6	14,2	8,7	5,9	8,7	8,8	8,3	8,4	7,2	-
% очистки на очистных сооружениях	**0**	**30,4**	**28,7**	**19,8**	**33,1**	**41,0**	**40,4**	**41,7**	**63,4**	**66,4**	**63,5**	**-**
Перед закачкой (после патронных фильтров)	3,1	25,6	22,4	12,9								-
Перед закачкой - объединенная точка (после станции фильтров)*					6,8*	6,4*	7,6*	8,8*	8,8*	9,3*	8,7*	-
% очистки на фильтрах	**70,2**	**17,2**	**0**	**9,2**	-	-	-	-	-	-	-	-
Метанол (установка регенерации метанола не работает) **($С_{дс}$)**	**174118**	**174118**	**174118**	**174118**	**162866**	**162866**	**154600**	**154600**	**429000**	**152539**	**106815**	**-**
До очистки	113591	150090	132065	123215	132779	113728	73893	99318	64382	22035	121951	-
После очистки	115457	138728	135245	125088	125323	110095	80680	89210	65396	20280	108357	-
% снижения на очистных сооружениях	**0**	**7,6**	**0**	**0**	**5,6**	**3,2**	**0**	**10,2**	**0**	**8,0**	**11,1**	**-**
Перед закачкой (после патронных фильтров)	87479	149232	140230	110994								-
Перед закачкой - объединенная точка (после станции фильтров)*					42721*	30106*	21800*	20365,7*	15689,4*	1852,7*	6207,4*	-
% очистки на фильтрах	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Примечание: **- объединенный поток (стоки УКПГ-2+стоки УКПГ-3) до 2021 года, с 2021 года стоки только с УКПГ-2.*

*** - до 2012 г. оценка качества промстоков проводилась исключительно силами несертифицированной лаборатории КПО (LIMS).*

Далее к определению показателей качества сточных вод была подключена аккредитованная лаборатория «Гидромет», результаты анализов которой приведены в данной таблице.

Следует отметить, что фактическая эффективность очистных сооружений КПК, УКПГ-2 и УКПГ-3 (до 2020 г.) отличается от проектной. Это связано с тем, что фактическая эффективность работы очистных сооружений определяется по фактической концентрации ЗВ на входе и выходе с очистных сооружений. Так показатели концентрации загрязняющих веществ на последние годы намного ниже чем проектные. (Проектные показатели эффективности очистки по взвешенным веществам на УКПГ-2 – 67%, нефтепродуктам – 99%, сероводороду – 98%). При этом фактическая концентрация ЗВ на выходе не превышают технологические нормативы.

2.7. ЗАКАЧКА СТОКОВ В ГЛУБОКИЕ ГОРИЗОНТЫ КАК НАИЛУЧШАЯ ДОСТУПНАЯ ТЕХНОЛОГИЯ (НДТ) ДЛЯ ИЗОЛЯЦИИ ПРОМСТОЧНЫХ ВОД. СОСТОЯНИЕ ВОПРОСА ЗАХОРОНЕНИЯ ПРОМСТОЧНЫХ ВОД В НЕДРА В РК. МИРОВОЙ ОПЫТ ЗАХОРОНЕНИЯ ПРОМСТОЧНЫХ ВОД В НЕДРА

2.7.1. Закачка стоков в глубокие горизонты как Наилучшая Доступная Технология (НДТ) для изоляции промсточных вод

Современное производство вырабатывает большой перечень жидких отходов и промсточных вод. Для их утилизации требуется либо дополнительное производство по очистке или переработке, либо отведение земель под строительство специальных бассейнов-хранилищ. При этом промсточные воды, образуемые в больших количествах, не поддаются очистке до степени, чтобы их можно было сбрасывать в водоемы. А образующиеся огромные объемы отходов от очистки очень больших объемов промсточных вод требуют организации очень больших площадей для их утилизации и огромных капиталовложений. Подземное захоронения жидких отходов, промсточных вод является альтернативным способом утилизации этих видов отходов.

Под «подземным захоронением опасных жидких отходов/промсточных вод» понимается размещение жидких отходов/промсточных-вод в глубокозалегающих (*как правило, более 300-500 м*) водоносных горизонтах (*«пластах-коллекторах»*) отрицательных платформенных структур, изолированных выдержанными водоупорными пластами от эксплуатируемых или пригодных к хозяйственному использованию водоносных горизонтов верхней гидродинамической зоны.

Такие пласты-коллекторы, пригодные для захоронения отходов содержат в большинстве случаев подземные воды повышенной и высокой минерализации, экологически опасные и исключающие их рациональное использование в настоящее время и в перспективе.

Основное изменение гидрогеологической обстановки на участках подземного захоронения в период эксплуатации полигонов заключается в том, что в пласт-коллектор принудительно внедряется определенный объем промстоков, которые оттесняют от участка соответствующий объем пластовых вод. Этот процесс осуществляется за счет увеличения давлений в точках расположения нагнетательных скважин и формирования вокруг них так называемых «репрессионных воронок» пьезометрической поверхности пласта-коллектора.

На сегодняшний день, подземное захоронение является главнейшей альтернативой накоплению жидких отходов на поверхности земли и сбросу их в поверхностные водные объекты и, таким образом, изначально имеет природоохранную направленность.

Подземный комплекс включает пласт-коллектор отходов, один-два вышележащих так называемых «буферных» (страхующих) водоносных горизонта, разделяющие и перекрывающие их пласты водоупорных пород, а также скважины различного назначения (нагнетательные или рабочие, наблюдательные или контрольные, резервные).

Для обоснования возможности реализации и проектирования систем подземного захоронения на конкретных объектах проводится комплекс специальных гидрогеологических исследований и прогнозов. Прогнозируются: размеры и темпы формирования «залежи/ореола» отходов/промсточных вод, изменения гидродинамической обстановки на участке полигона в процессе и по окончании эксплуатации (изменение уровней в пласте-коллекторе, буферных горизонтах, развитие процессов вертикального перетекания пластовых вод и др.).

Наблюдения на действующих полигонах подземного захоронения свидетельствуют, что даже на крупных объектах радиус контура распространения отходов за 30-40-летний период эксплуатации не превышает 3-5 км.

При подземном захоронении в большинстве случаев в пласте-коллекторе протекают такие благоприятные, с точки зрения локализации опасных компонентов отходов, процессы, как сорбция токсичных компонентов водовмещающими породами, выпадение их из раствора вследствие способствующих этому термодинамических и физико-химических условий.

Наблюдения, проводившиеся в системе эксплуатации, как и следовало ожидать, показали отсутствие влияния на экологическую обстановку, потому что все изолировано и локализовано глубоко под землей.

Непредвзятое, внимательное изучение опыта по захоронению жидких отходов, не имеющих санитарно-надежных и экономически приемлемых методов очистки, показывает экономичность и надежность утилизации промстоков различных промышленных предприятий путем закачки в подземные горизонты и обеспечивает их развитие без ущерба для поверхностных водоемов. Подземное захоронение жидких отходов, промсточных вод рассматривается как важное природоохранное мероприятие, предотвращающее загрязнение поверхностных и подземных вод питьевого качества.

Недра обладают уникальными свойствами вмещать и удерживать в ограниченных объёмах скопления различных веществ в твёрдом и жидком виде, характеризуются стабильностью своих структур в течение длительных периодов времени. Захоронение отходов в недрах может рассматриваться как возврат остатков использованных минеральных ресурсов. Оно возможно при благоприятных для этой цели геологических условиях, геологическое строение участка предполагаемого захоронения должно быть предварительно изучено.

Мировой опыт и результаты исследований подтверждают вывод, что технологии глубинной изоляции отходов, промсточных вод являются ***прогрессивными и природоохранными.*** Безопасность глубинного захоронения жидких отходов и промстоков подтверждена более чем 50-летним опытом, наблюдениями и специальными исследованиями, результатами прогнозных расчетов и математического моделирования. С помощью этой технологии можно предотвратить отрицательное воздействие жидких отходов, промсточных вод на окружающую среду и здоровье людей, и попытки введения запрета на нее (технологию закачки) чреваты негативными последствиями - и экономическими, и экологическими.

Специалистам в этой области совершенно очевидно, что нет никаких оснований отказываться от технологии, что ее негативное восприятие носит, как показывает практика, субъективный характер.

Для обеспечения экологической безопасности между поглощающим горизонтом и эксплуатируемым для каких-либо целей водоносным горизонтом должен иметься буферный пласт водоупорных пород. Поскольку в поглощающем водоносном горизонте промышленные стоки испытывают сильные латеральные/горизонтальные миграции, то буферный горизонт по площади должен значительно превосходить область гидродинамических возмущений. Это позволяет предотвратить выход промышленных стоков на поверхность или в вышележащие слои горных пород по вертикальным каналам

миграции. В других случаях в качестве поглощающих горизонтов могут использоваться глубокие водоносные горизонты или пласты - коллекторы, искусственно созданные посредством разрыва сплошности горных пород в скважинах на значительных глубинах. Для глубоких водоносных горизонтов характерны низкие гидравлические градиенты, высокая протяженность путей фильтрации, фациальная изменчивость водоносных пород. Это ограничивает латеральное движение подземных вод и главную роль начинает играть вертикальное перемещение. В еще большей степени это характерно для искусственных пластов-коллекторов. Поэтому важную роль в обеспечении экологической надежности процесса подземной утилизации промышленных стоков будет играть изучение тектонических нарушений (главным образом, активных разломов) и современных тектонических движений в районе полигона захоронения.

Разработанная система сооружения и эксплуатации полигонов захоронения включает следующие основные виды деятельности:

- прием и подготовку промстоков для захоронения в соответствии с регламентными нормами;
- нагнетание стоков в пласт — коллектор в регламентных режимах;
- мониторинг, процесса захоронения и распространения промстоков в недрах, а также технического состояния инженерных сооружений;
- оптимизацию эксплуатации полигона на основании мониторинговых данных.

Подготовка промсточных вод к захоронению обеспечивает:

- совместимость промсточных вод с породами и пластовыми водами пласта-коллектора;
- предупреждение кольматации (заиливания) прифильтровой зоны пласта — коллектора содержащимися в промстоках взвесями;
- исключение образования слаборастворимых соединений, снижающих фильтрационные свойства пласта коллектора;
- минимизацию коррозионного разрушения конструкционных элементов и интенсивного растворения пород пласта-коллектора.

Сегодня главным условием профилактики чрезвычайных ситуаций, надежной эксплуатации нагнетательных скважин и полигонов захоронения является инженерно-экологический мониторинг. Он включает следующие основные направления:

1. Мониторинг нагнетания промстоков. В ходе его фиксируются параметры нагнетания и состав промстоков, их соответствие регламентным нормам.
2. Мониторинг состояния недр.
3. Мониторинг технического состояния скважин.

Эти виды наблюдений позволяют выявлять осложнения и предотвращать аварийные ситуации.

С учетом строгого соблюдения всех инженерно-экологических решений на полигонах захоронения промышленных стоков можно считать, что избранная технология обращения с промсточными водами является сегодня наиболее эффективной и экологически безопасной.

Для целей экологического мониторинга используются надежно определяемые и отражающие существенные природные и антропогенные процессы, по изменению которых можно судить о мере происходящих в системе изменений и о необходимости принятия компенсирующих мер. При установлении показателей качества промстоков, для утилизации которых требуется проведение метода подземной закачки для целей охраны

окружающей среды, значимыми будут токсикологические показатели компонентов стоков и отходов, а для стабильности процесса значимыми будут предельные содержания компонентов, определяемые, исходя из соображений устойчивой работы полигона по закачке.

В случае с методом подземной закачки технологические нормативы качества сточных вод должны устанавливаться не из соображений токсикологической опасности закачиваемой жидкости, а исходя из обеспечения технологической безопасности при эксплуатации такого объекта.

В закачиваемой жидкости должно нормироваться предельное содержание физико-химических показателей, при которых обеспечивается устойчивая работа комплекса по закачке как наземного оборудования, так и подземного комплекса. Для наземного оборудования должны выполняться следующие условия: отсутствие коррозии оборудования (или непревышение расчетной скорости коррозии), отсутствие условий соле- и шламоотложения в трубопроводах. Для безопасной эксплуатации подземного комплекса должны соблюдаться следующие параметры: предотвращение возникновения условий для кольматации пласта коллектора (жесткое соблюдение регламентных показателей содержания взвесей в жидкости, исключение образование осадков, гелей и эмульсий как при смешении с водами пласта-коллектора, так и стабильность жидкости во времени), предотвращение истирания рабочих колонн, не превышение расчетных давлений закачки и недопущение падения давления столба жидкости в скважине путем контроля плотности и вязкости закачиваемой жидкости.

С учетом этих условий на объектах (полигонах) подземной закачки стоков должен вестись постоянный инженерно-экологический мониторинг.

Таким образом, ***разработанная и апробированная принципиальная технологическая схема обращения с промстоками производства, позволяет обеспечить экологическую безопасность и профилактику чрезвычайных ситуаций, а также надежность процесса захоронения отходов.***

Размещение промсточных вод в глубокие, надежно изолированные горизонты земли, как экологически и экономически наиболее целесообразный способ ликвидации накопленного экологического ущерба можно отнести к ***Наилучшей Доступной Эко Технологии (НДЭТ).***

Пока закачка сточных вод в РК не включена в утвержденный Перечень наилучших доступных технологий (НДТ) *(утв. от* 21 сентября 2015 года №571), а проект Справочника по наилучшим доступным техникам (переработка нефти) (2021 г.) не предусматривает закачку промстоков в недра как наилучшую доступную технологию. Однако, исходя из совокупности таких критериев как экономическая эффективность внедрения и эксплуатации, экологическая безопасность - наименьший уровень негативного воздействия на окружающую среду, широкая мировая практика использования данной технологии, данная технология утилизации промсточных вод может быть отнесена к наилучшей доступной эко технологии (НДЭТ). В частности, в отношении критерия «наименьший уровень негативного воздействия» можно сказать следующее. Глубинное захоронение является прямой альтернативой сбросу в водный объект или на рельеф (даже с учетом предварительной очистки), при которых оказывается, как прямое воздействие на водный объект, так и опосредованные воздействия на атмосферный воздух за счет испарения, на почвы и донные отложения. Атмосферный воздух и природная вода являются транслокационными средами, которые не накапливают загрязнения, а распространяют их на некоторое расстояние; средами депонирования являются почвы, грунты и донные отложения водоемов, в которых происходит концентрирование загрязнений, их накопление или трансформация.

Для глубоко залегающих пластов не может быть установлен норматив воздействия, поскольку отсутствует объект воздействия. Нормативы допустимого воздействия устанавливаются для устойчивого функционирования естественных экосистем с одновременным соблюдением качества окружающей среды. Глубокие пласты недр, содержащие рассолы, токсичные для биоты не могут рассматриваться как экосистемы. Хотя в глубоких горизонтах недр присутствует жизнь в виде бактерий, но в основном это сообщества, бедные по видовому составу, с низкой плотностью, автотрофы представлены единичными видами хемотрофов, т.е. в основном присутствуют организмы, потребляющие остаточные органические вещества.

С учетом этих положений можно сделать вывод, что технологию подземного захоронения (при соблюдении ведения технологического режима) можно относить к области распространения НДЭТ, поскольку данный метод обеспечивает полное удаление загрязняющих веществ не только из сферы жизнедеятельности человека, но и предотвращает какое-либо воздействие на остальные компоненты окружающей среды.

Применительно к критерию «экономическая эффективность внедрения и эксплуатации» необходимо отметить, что эффективность метода в основном определяется за счет снижения капитальных и текущих затрат по сравнению с альтернативными методами очистки и утилизации стоков и отходов. Капитальные и эксплуатационные затраты при закачках до 10-40 раз ниже, чем при альтернативных методах обезвреживания жидких стоков [36]. При этом также необходимо учесть снижение риска загрязнения окружающей среды и, как следствие, снижение возможных затрат на устранение последствий загрязнения от возникновения ситуаций, связанных с нарушениями технологических режимов на очистных установках, и от аварий.

Если рассматривать объекты нефтегазодобычи, то можно отметить существенное преимущество в части сокращения капитальных затрат при наличии возможности использования для сброса стоков/отходов существующих скважин (неэффективных, законтурных или иных, отвечающих требованиям закачки и не подлежащих дальнейшей эксплуатации по целевому назначению).

Возможность отнесения метода глубинной закачки отходов и стоков к области действия НДЭТ, как и безопасность применения метода, обеспечивается при выполнении следующих условий:

- надлежащий выбор геологической структуры (участка недр) для создания объекта закачки;
- техническое соответствие подземных хранилищ требованиям локализации отходов и стоков и их надежной изоляции от биосферы;
- создание эффективной системы мониторинга геологической среды на периоды строительства, эксплуатации и последующей консервации подземного хранилища с целью подтверждения герметичности системы закачки и отсутствия загрязнения вышележащих водоносных комплексов.

Из изложенного можно выделить следующие выводы.

1. Вариант обращения с промышленными стоками посредством их закачки в поглощающие горизонты является фактически безальтернативным, исходя из экономической и экологической ситуации, норм профилактики чрезвычайных ситуаций.
2. При глубинной закачке ***экологическое нормирование*** как при сбросе стоков, так и при размещении отходов бесперспективно и бессмысленно, поскольку в данных средах отсутствуют реципиенты, а сами пласты надежно изолированы от зон контакта с биотой и человеком.

3. Применение метода захоронения в недра промстоков позволяет надежно их вывести из сферы жизнедеятельности населения и существенно улучшить экологическую обстановку в регионе. Имеющийся опыт позволяет сооружение полигонов осуществить с минимально-возможными затратами средств и времени и с максимальной надежностью и безопасностью.
4. Метод глубиной закачки является универсальным и должен рассматриваться как НДЭТ в части закачки не очищаемых и не утилизируемых стоков и отходов. При этом технологические показатели данной технологии не зависят ни от названия закачиваемой среды, ни от токсичности ее компонентов. Технологические параметры технологии как НДЭТ захоронения промсточных вод в данном случае определяются только параметрами безопасной эксплуатации нагнетательных скважин и пласта коллектора.

2.7.2. Состояние вопроса захоронения промсточных вод в недра в РК. Мировой опыт захоронения промсточных вод

Метод закачки имеет успешные примеры реализации с длительной историей эксплуатации подобных объектов в Казахстане, в большей степени в России и в мире. Он признан безопасным и перспективным, количество подобных объектов за рубежом растет, при этом очень часто используется опыт эксплуатации подобных объектов, накопленный еще со времен Советского Союза.

В пределах Западного Казахстана – основного региона республиканской нефтедобычи, захоронения промсточных вод производится на Тенгизском, Карачаганакском месторождениях, а также на месторождениях Чинаревское и Боранколь. Опыт в области захоронения промсточных вод более скромен, нежели опыт России или мировой опыт.

Еще в 50-60 гг. прошлого века наряду с бурным развитием промышленности появился новый и в тоже время внешне перспективный вид утилизации – захоронение в недра. Этот метод интенсивно применялся в США, а также практиковался и в СССР, в частности в нефтегазодобывающей промышленности. В настоящее время в России эксплуатируются порядка 25 специальных централизованных полигонов по подземной закачке (захоронению) на предприятиях атомной, химической, металлургической промышленности [36]. Например, в России на протяжении многих лет находятся в эксплуатации полигоны по закачке промстоков. Это Тамбовское ОАО "ПИГМЕНТ" (более 40 лет), Новомосковское ОАО "КОС" (20 лет), Заволжский химический завод (ЗХЗ - преемник "Стройхимматериалы") (более 10-ти лет), Волжское ОАО "Волжский Оргсинтез" (более 15 лет).

Еще в 70-е годы двадцатого века были начаты работы по строительству комплекса по закачке токсичных, промышленных сточных вод ЗХЗ. Комплекс по закачке располагается в левобережной части р. Волги в г. Заволжске Ивановской области. В состав комплекса входит 7 нагнетательных скважин. Суточный объем нагнетания составлял 300-400 $м^3$/сут.

Опыт использования действующего полигона для закачки жидких отходов других предприятий имеется в небольшом масштабе и в «Оргсинтезе» (г. Новомосковск, Тульской области). Региональные центры по утилизации жидких отходов созданы на базе ОАО "Волжский Оргсинтез" для предприятий г. Волжского, а также на базе Новомосковского ОАО "КОС" для предприятий Тульской области и ЦФО, на полигоне Заволжского комплекса «Стройхимматериалов» для предприятий ЦФО и ПФО.

Например, в Удмуртской Республике в 2015 г. было закачано в глубокие горизонты (серпуховско-башкирский водоносный горизонт (C2b-C1s); серпуховско-башкирский водоносный горизонт (C2b-C1s); турнейский водоносный горизонт (C1t); фаменский водоносный горизонт (D3fm)) - 28,884 тыс. $м^3$ промстоков. Общий объем закачанной воды в республике составил 339,0 млн. $м^3$. Количество нагнетательных скважин -130-170, всего

объектов закачки – 28. Основными объектами закачки являются объекты ОАО «Удмуртнефть».

Закачка промсточных вод также осуществляется на нефтепромыслах Западной Сибири: это Ямало-Ненецкий нефтегазовый регион, Заполярное нефтегазоконденсадное месторождение, Новопортовское месторождение и т.д.

Если говорить о мировом опыте, то можно отметить, что только в США имеется несколько тысяч скважин для захоронения промстоков. Для того, чтобы получить разрешение (лицензию) на использование недр для захоронения промстоков, необходимо представить обоснование — доказательство, что захораниваемые промстоки будут находиться в пределах устанавливаемых границ в течение 10 тыс. лет и не повлияют на пресные воды, пригодные для использования в качестве питьевых. Для подготовки обоснования проводятся исследования геологического строения и гидрогеологических условий участка, прогнозные расчёты и моделирование. В США имеется федеральная программа контроля глубинной инжекции промстоков.

Еще в отчете по детальной разведке участка Полигона №2 был проанализирован мировой опыт закачки промсточных вод. Отмечалось, что практически все страны Европы, а также Япония используют этот прогрессивный метод.

Настоящий подраздел не преследует цель в полном объеме предоставить информацию по мировому опыту закачки промышленных сточных вод в недра. Но уже из вышеприведенной информации становится ясным масштаб использования технологии закачки в глубокие горизонты для утилизации промсточных вод различных отраслей промышленности – технология широко используется в мире.

В настоящее время подготовлен ***проект*** Справочника по наилучшим доступным техникам. Переработка нефти и газа (Нурсултан, 2021). Данным справочником рассматриваются производственные сточные воды, содержащие нефть, нефтепродукты, нефтяные эмульсии, соли, реагенты и др. органические и неорганические вещества. Также в справочнике рассматриваются (наилучшие технологии) ступени очистки промсточных вод перед их сбросом в пруды-накопители. Это песколовка/нефтеловушка – первичные радиальные отстойники, флотаторы – аэротенки - вторичные радиальные отстойники - флотаторы доочистки - буферный пруд – сбросной коллектор – пруды накопители. Это путь очитки нефтесодержащих промсточных вод перед их сбросом в пруды испарители. Однако, в справочнике не рассматриваются пути очистки нефтесодержащих, сероводород содержащих промсточных вод перед их закачкой в недра, каковыми являются промсточные воды, направляемые на закачку, например, Карачаганака. Подготовка промстоков перед их закачкой (доведение рекомендуемых технологическими регламентами установок отдельных показателей качества сточных вод стоков до нормативных показателей) тоже требует значимого внимания - использования существенных технических приемов. Отметим, что в настоящее время промсточные воды подвергаются достойной очистке (см. раздел 2.3) по нефтепродуктам, взвешенным веществам сероводороду, что позволяет по этим компонентам достигать предлагаемые технологическими регламентами нормативы (Сдс = 20 г/дм^3 по нефтепродуктам и 50 г/дм^3 – не сероводороду, 10 мг/дм^3 – по взвешенным веществам). То есть применяемая технология очистки сточных вод на месторождении перед их закачкой может быть отнесена к наилучшей, доступной технологии, поскольку она многоступенчатая: физическое улавливание нефти, флотация, обессеривание технологических вод, последующая очистка от нефтепродуктов, использование песочных фильтров, и завершающая стадия очистки сточных вод от взвешенных веществ - это прохождение сточных вод через станцию фильтров.

2.8. КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ ПО ДОПОЛНЕНИЮ №3 К ПРОЕКТУ ЗАКАЧКИ

Основные проектные решения по организации процесса закачки промсточных вод на Карачаганакском месторождении были прописаны в основном проекте закачки, разработанном и согласованном в гос. органах в 2008 г. [107].

В течение срока эксплуатации на полигонах закачки произошли изменения, которые не были охвачены основным проектом. В частности, на Полигоне №1 значительно возросли объемы закачиваемых промстоков, которые не предусматривались основным проектом и превысили утвержденный лимит на закачку на этом полигоне. В связи с чем, Дополнением №2 [45] к проекту закачки, разработанному в 2019 г., были рассмотрены дополнительные технические решения, позволяющие закачать эти ранее непредусмотренные объемы, а именно: перфорация дополнительных интервалов в существующих нагнетательных скважинах и бурение новой нагнетательной скважины при возникновении необходимости в такой скважине. В настоящее время по мере необходимости эти технические решения реализовываются. Дополнительных технических решений касательно этого Полигона №1 в настоящем проекте (Дополнение №3) не предусматривается.

Что касается Полигона №2, то в Дополнении №2, несмотря на то, что отмечалась тенденция роста закачиваемых объемов промсточных вод и их объемы на ближайшую перспективу (2020-2023 гг.) составляли 90 м^3/час (2160 м^3/сут+788,4 тыс. м^3/год), наращивания объемов закачки сверх нормативных величин не предусматривалось. Однако в связи с падением приемистости скважин ниже проектных величин, согласно результатам моделирования [45] по скважинам РП-4, РП-5, РП-6 и РП-7 предусматривалось наращивание интервалов перфорации в Резервуаре III и осуществление ГРП в перфорированных интервалах резервуара II. Эти виды работ были предусмотрены: по скважинам РП-4 и РП-5 в 2020 г., по скважинам РП-6 и РП-7 - в 2022 г.

На настоящий момент КРС + ГРП скважин РП-4 и РП-5 выполнены. Но, согласно современным планам КПО Б.В., аналогичные работы по скважинам РП-6 и РП-7 переносятся на 2023 и 2024 гг. соответственно. Поэтому по этим скважинам данные виды работ рассматриваются в настоящем Дополнении №3.

Таким образом, «Дополнение №3 к проекту закачки…» будет являться некоторой корректировкой «Дополнения №2 к проекту закачки…». Основной целью реализации Дополнения №3 является увеличение объемов закачки промсточных вод с 2023 г. до 1100 тыс. м^3/год на Полигоне №2. Остальные виды работ – КРС с гидроразрывом (РП-6, РП-7), бурение новой скважины (РП-9), рассматривались предыдущими проектами, однако не были реализованы в предусматриваемые проектами сроки.

В данном проекте рассматривается 1-й вариант намечаемой деятельности – это КРС+ГРП скважин РП-6 и РП-7 в качестве основного варианта для соблюдения требований по закачке объемов после будущих модернизаций на КПК. В последующие годы по этому варианту никаких других работ не намечено.

2-й вариант намечаемой деятельности - перевод скважины добывающего фонда 9835 в нагнетательный фонд под закачку промсточных вод (подвариант 2а), и как альтернатива – бурение новой нагнетательной скважины РП-9, если перевод скважины добывающего фонда по каким-либо причинам будет несостоятельным (подвариант 2б). Работы по варианту 2 будут проводиться при необходимости.

2.8.1. Капитальный ремонт скважин и гидравлический разрыв пласта в наблюдательных скважинах РП-6 и РП-7

Интервалы перфорации Резервуара III и перспективные интервалы Резервуара II в скважинах РП-6 и РП-7 (интервалы проведения ГРП) показаны на рис. 2.8.1.1. Величина возможной дополнительной перфорации по резервуару II (РП-6, РП-7) может составить порядка 237 м, резервуару III – примерно 84,9 м (см. табл. 2.8.1.1). В январе 2022 г. планируется перфорировать и доперфорировать в Резервуаре III следующие интервалы:

- 1997-2003 м
- 2060.5-2066.5 м (2062.9-2066.5 сущ.)
- 2089.1-2095.1 м (2089.1-2091.1 сущ.)
- 2106-2112 м
- 2172.8-2178.8 м (2174.8-2178.8 сущ.)
- 2207-2213 м (2207-2211 сущ.)
- 2307.9-2319.9 м (2312.9-2319.9 сущ.)
- 2402-2414 м (2402 – 2406.5 сущ.)
- 2425.3-2431.3 м
- 2452-2455 м

Общ. длина: 69 м. Из них новые интервалы: 43.9 м.

Целью капитального ремонта скважин является, интенсификации притока и повторное заканчивание скважин. Для этого необходимо:

- извлечение установленной в настоящее время старой колонны заканчивания;
- оценка состояния обсадной колонны;
- замена устьевого оборудования;
- выполнение зональной изоляции;
- перфорации и интенсификации притока проппантом в целевые интервалы;
- очистка ствола скважины и повторное заканчивание скважины.

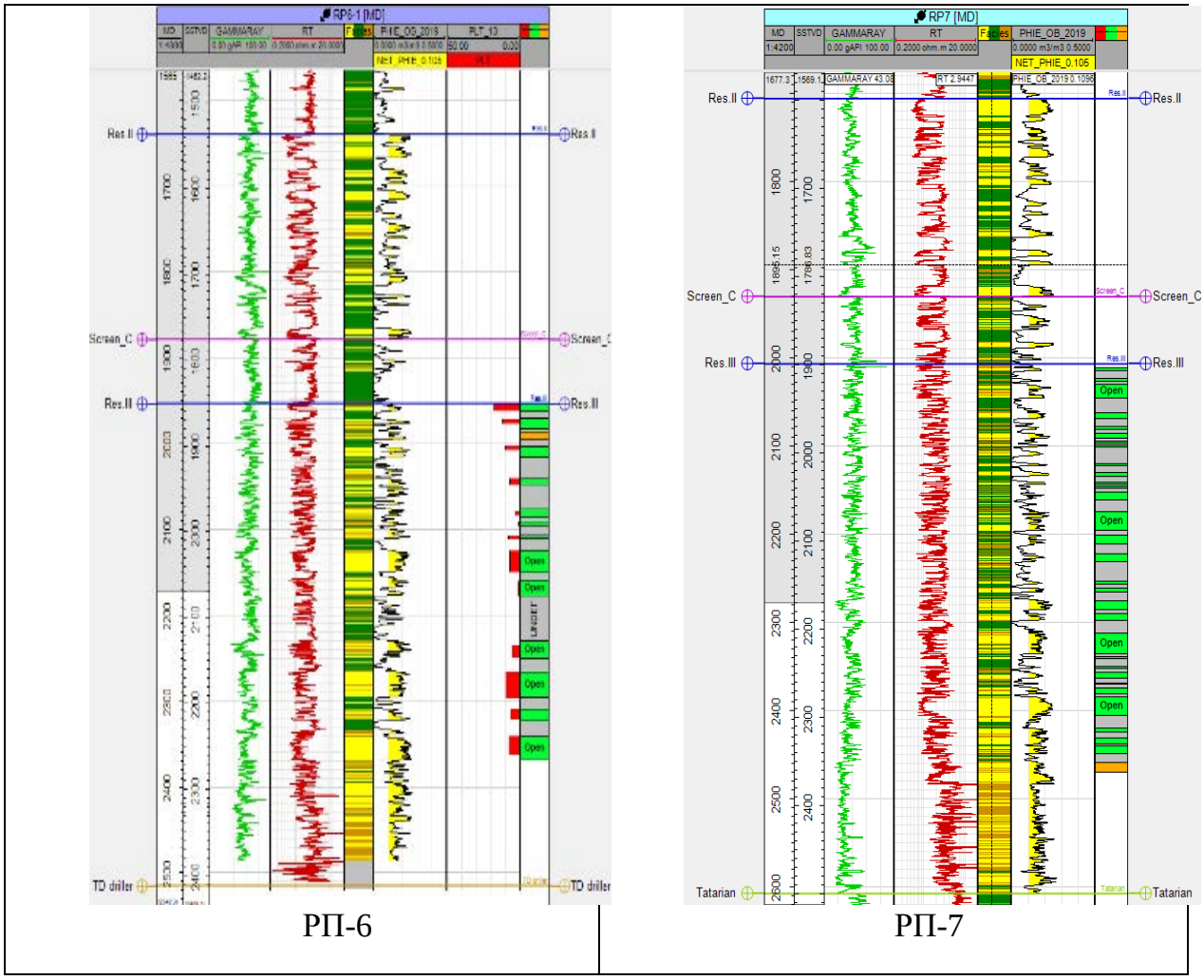


Рисунок 2.8.1.1. Интервалы перфорации Резервуара III и перспективные интервалы Резервуара II в скважинах РП-6 и РП-7 (интервалы проведения ГРП)

Таблица 2.8.1.1 Величина возможной дополнительной перфорации без привлечения бурового станка и с привлечением бурового станка

Скв.	Резервуар II – с привлечением бурового станка		Резервуар III – без привлечения бурового станка		Резервуар IV
	КРС	Мощность доп. Интервала перфорац.	Текущий интервал перфорации	Возможный дополнительный интервал перфор.	
РП-6	+	116	196	41	-
РП-7	+	121	209	43,9	-
Итого:		**237**		**84,9**	-

Учитывая опыт проведения работ по капитальному ремонту в скважинах РП-4 и РП-5, для проведения КРС скважин РП-6 и РП-7 была выбрана установка ZJ-20 компании АО «КазБурГаз».

Характеристика буровой установки ZJ-20 (табл. 2.8.1.2). Характеристика буровой лебедки, мачты, роторного стола, буровых насосов, оборудования контроля скважин приведено в табл. 2.8.1.2-2.8.1.7.

Таблица 2.8.1.2 Буровая установка

Номинальная глубина бурения с 2 7/8'' БТ	5500 м 7000 м
Общий объем емкостей	160 м^3

Таблица 2.8.1.3 Буровая лебедка

Номинальная потребляемая мощность	600 л.с. 650 л.с.
Диаметр линии	29 мм
Тип привода	Механический
Главный тормоз	Ленточный
Вспомогательный тормоз	Дисковый тормоз с пневматическим управлением
Дизельный двигатель, мощность CAT C18	700 л.с.

Таблица 2.8.1.4 Мачта и подструктура

Общая высота	35 м
Максимальная вместимость	kN/t 1470/150
Вместимость: БТ 2 7/8 "/ Трубопровод 4½"	5500 м / 2300 м
Кронблок	kN/t 1548/158
Высота до роторной балки Высота до пола основания	4,4 м 6,8 м
пневматическая	2

Таблица 2.8.1.5 Роторный стол

Емкость подсвечника:	5900м БТ Ф73мм / 4200м БТ Ф88,9мм / 3000м БТ Ф114,3мм / 2000м БТ Ф127мм
Диаметр проходного отверстия: Максимальная статическая нагрузка: Максимальный рабочий крутящий момент: Максимальная скорость вращения: Ротор изготовлен в соответствии с требованиями стандарта API Spec 7K.	520 мм (20-1/2") 3000кН 22,5кН.м 300об/мин

Таблица 2.8.1.6 Буровые насосы

Модель	RL 3NB-800
Тип	Триплекс
Количество	2
Размеры лайнера	120-170 мм
Расход максимальных ходах насоса	45 л / с
Максимальное рабочее давление	350 бар
Диаметр всасывающей линии	241 мм

Таблица 2.8.1.7 Оборудование контроля скважины

ПВО	
Рабочее давление ПУГ	FH28/35-70 11” x 5000 – 10 000 PSI
Сдвоенные Трубные/Глухие плашки	2FZ28-70B 11” x 10 000 PSI

Задачи КРС нагнетательных скважин полигона сводятся к следующему:

- Извлечение существующей компоновки;
- Перфорировать и стимулировать коллектор в Рез. II и Рез. III;
- Стимулировать коллектор в Рез. II и Рез. III;
- Заново закончить скважины в Рез. II + Рез III.

Порядок проведения этого вида работ следующий:

- анализ истории скважины;
- оценка состояния устья скважины, обсадных колонн, целостности цементирования и выявление возможных проблем с целостностью скважины;
- оценить выполнимость предложенной работы по КРС;

– определить предварительный проект заканчивания скважины и обеспечить последовательность выполнения необходимых работ по КРС.

Основные виды операций, которые необходимо провести в скважинах:

– Подъем текущей компоновки;
– Если применимо, выполнить ловильные работы;
– Сменить устье скважины, если требуется;
– Выполнить каротаж для проверки состояния обсадных труб;
– Очистка ствола скважины при необходимости;
– Спустить новую компоновку;
– Перфорация и стимуляция только резервуара II;
– Кислотная обработка перфораций Рез II и Рез. III.

Перечень операций, проводимых по КРС, дополнительных перфораций и ГРП для скважин Полигона №2 идентичен и приведен ниже в табл. 2.8.1.8.

Таблица 2.8.1.8 Перечень операций и ориентировочное время выполнения КРС, опираясь на опыт проведения работ на соседних скважинах

Характеристика операций	Планируемая продолжительность (дни)
Мобилизация буровой установки Может понадобиться очистка циркуляционной системы бурового раствора для обеспечения отсутствия экологического воздействия при проведении работ по капитальному ремонту скважины	10
Технологические операции в скважинах: • Выполнение измерений давления на устье скважины • Демонтаж фонтанной арматуры, установка противовыбросового оборудования (ПВО) извлечение обратного клапана двухстороннего действия (TWCV) и подвески НКТ и опрессовка ПВО • Извлечение эксплуатационного оборудования. Подъем заканчивающей компоновки • Сборка и проход КНБК с конусной фрезой для проработки скважины с целью доступа к интервалу старых перфорационных отверстий и подтверждения глубины искусственного забоя (PBTD). Параметры нагрузки на долото, оборотов стола ротора и производительности насосов поддерживаются согласно программе КПО • Сборка и проход КНБК со скребком для очистки ствола скважины перед записью дефектоскопии колонн (USIT log) • Промывка устья скважины и полости ПВО. Сборка каротажного оборудования Шлюмберже. Каротаж обсадной колонны для оценки технического состояния (нижняя часть) • Установка средств герметизации скважин: штормового пакера и извлекаемой мостовой пробки и их опрессовка • Операции по смене ПВО (тип Breda) и оборудования устья скважины • Извлечение средств герметизации скважин: штормового пакера и извлекаемой мостовой пробки	14
Интенсификация притока (перфорация и гидравлический разрыв пласта) и разбуривание композитной мостовой пробки (СРВ): • Установка композитной мостовой пробки (СВР): Подъем, сборка и спуск 7” композитной мостовой пробки (СВР) КНБК: • 7” композитная пробка (Magnum) • Каротажный комплект (WLAK) • Посадочный инструмент • Переходник 2 3/8 дюйма EUE Pin x 3 1/2 дюйма IF Box Спуск 7" композитной мостовой пробки (СВР) производится на 3 ½" бурильной трубе. • Опрессовка обсадной колонны по ступеням от 500 до 4000 psi и поиск места утечки	33

Характеристика операций	Планируемая продолжительность (дни)
В случае обнаружения интервалов утечки в обсадной колонне, для их изоляции и, чтобы снизить риск разрыва колонны, может быть принято решение об установке дополнительной мостовой пробки. • Перфорация зоны стимулирования притока: монтаж канатного оборудования и систем управления технологическими процессами, опрессовка, подготовка скважинных перфораторов HSD Power Jet, спуск инструмента для перфорации PEK-B-GR-CCL-WPSA-HSD. Корреляция, прострел • Установка колонны ГРП • Монтаж наземных трубопроводов высокого давления BHI и их опрессовка под давлением до 500psi/5000 psi в течение 15 минут • Температурный каротаж. Монтаж инструментов колонны T-log, корреляция на ноль на полу буровой. Спуск и электрический каротаж при спуске в скважину. Подъем из скважины и электрический каротаж при подъеме из скважины • Сборка колонны инструментов MPLT. Электрический каротаж при спуске и подъеме из скважины • ГРП (последовательность проведения операций ГРП – см ниже) • Извлечение колонны ГРП • Выбуривание композитной мостовой пробки и замена затрубного клапана • Сборка и спуск КНБК с конической фрезой для шаблонирования	
Заканчивание: • Промывка ПВО и устья скважины. • Спуск КНБК для прочистки места посадки пакера. • Спуск в скважину оборудования заканчивания. Установка фонтанной арматуры. Опрессовка.	7
ИТОГО: общее планируемое количество дней на проведение данных работ по каждой скважине	**64**

Предлагаемая обработка скважин состоит из испытаний на разрушение, кислотной промывки с 15% HCL CSA, ступенчатого испытания, мини-ГРП и основного-ГРП. Предлагаемые жидкости и проппанты и их возможные расходные объемы:

- Линейный гель (52-160 м^3);
- Сшитый гель (199-266 м^3);
- 15% HCL CSA – 7,5 м^3;
- BorePROp 20/40 – (1000-2000) кг;
- BoreProp 16/30 – (34600-44500) кг (35-45 мешков по 1000 кг каждый);
- RCP 16/30 – (16300-22600) кг.

Окончательный график проведения гидроразрыва будет определен после калибровки модели трещины в соответствии с сопоставлением полезного давления, определенным по мини-ГРП, с целью достижения желаемой геометрии трещины. Следует принимать во внимание факт, что максимальный эффект будет достигнут с использованием 150 тыс. фунтов проппанта за 1 стадию. Это количество может быть даже существенно уменьшено после проведения полевых испытаний. Проппант, предлагаемый для использования в процессе ГРП, это 20/40 и16/30 BorProp и 16/30 RCP (проппант с полимерным покрытием), который составляет 30% от общего количества проппанта, используемого при ГРП, чтобы минимизировать риск обратного его вымыва.

Точные данные по интервалам, давлению и спецификации клапанов, применяемых при ГРП, будут определяться после выбора стратегии заканчивания скважины и включены в окончательную программу работ.

После выбора варианта заканчивания скважины необходимо проведение стресс-анализа НКТ на основе наихудшего сценария (выпадение в колонне проппанта в максимальной концентрации во время операций по ГРП).

Общая последовательность операций при проведении ГРП состоит в следующем:

1. Проведение для персонала инструктажа по технике безопасности. Обсуждение объема работ, целей, вопросов ОТ, ТБ и ООС и ознакомление с профилем скважины.
2. Ознакомление с программой работ со всем персоналом на месте.
3. Обеспечение безопасности на участке скважины и обеспечение отсутствия посторонних лиц.
4. Обеспечение наличия и надлежащее использование СИЗ.
5. Обеспечение наличия предметов первой помощи.
6. Обеспечение надежного крепления трубопроводной системы. Все трубы и соединения должны быть испытаны на герметичность перед началом работ, включая выпускную линию на амбар или обратно к процессу.
7. Обсуждение аварийных процедур, планов реагирования на разливы и сообщения об инцидентах.
8. Обсуждение методов безопасности труда (JSA).
9. Спуск перфораторов и прострел требуемых интервалов.
10. Спуск 4½” 13.5 колонны ГРП с пакером (рабочее давление 10 000 psi).
11. Испытание колонны ГРП на максимальное рабочее давление.
12. Выполнение травления колонны ГРП, прокачка 10 баррелей 15% HCl.
13. Промывка скважины очищенным рассолом (или линейным гелем). Удержание дросселя с избыточным балансом 300 фунтов на квадратный дюйм относительно пластового давления.
14. Установка пакера на требуемой глубине.
15. Испытание на герметичность поверхностные линии и затрубное пространство.
16. Установка предохранительного клапана (POV) на главных линиях и предохранительного клапана для затрубного пространства.
17. Проведение теста с красителем, чтобы оценить объем поверхностных линий, и оценить возврат потока на буровую площадку.
18. Подъем давления в затрубном пространстве.
19. Проведение испытания на приемистость и выполнение теста на закачку путем ступенчатого изменения давления.
20. Регистрация кривой падения давления, не стравливать давление в затрубном пространстве.
21. Установка предохранительного клапана (POV) на главных линиях и предохранительного клапана для затрубного пространства.
22. Выполнение мини-ГРП.
23. Слежение за падением давления до тех пор, пока не будет достигнуто четкое закрытие трещины. Не стравливание давления в затрубном пространстве и / или любом соединении на поверхности.
24. При необходимости перепланирование работы.
25. Подъем давления в затрубном пространстве и установка POV на основных линиях.
26. Выполнение основного ГРП.
27. Ожидание закрытия трещин, консолидации проппанта (RCP) и разрушения геля (+/- 3 часа).

Непредвиденная ситуация:

В случае раннего выпадения песка, дождаться закрытия трещины и спустить кол-тюбинг (ГНКТ), чтобы выполнить процедуру очистки проппанта:

а) промыть поверхностные линии от проппанта и стравить давление;

б) спустить кол-тюбинг (ГНКТ) для промывки;

в) извлечь кол-тюбинг.

28. Извлечение пакера и подъем колонны ГРП.
29. Установка лебедки и испытание разбуриваемой мостовой пробки на определенной глубине.

Повторить последовательность от пункта 9 до 28 для каждого запланированного этапа ГРП (После выполнения последней стадии установка композитной мостовой пробки не требуется).

Максимальная теоретическая гидравлическая мощность, требуемая для этой операции, составляет приблизительно 2000 л.с. Согласно стандартной практике проведения ГРП, необходимо наличие резервной установки мощностью 4000 л.с. на месте работ.

Сервисная компания должна гарантировать наличие всего оборудование для нагнетания всех видов жидкостей, включая смеситель жидкостей для гидроразрыва, блок гидратации, кабину управления, бункеры для песка и резервуары для воды, обеспечивает непрерывную, безопасную и эффективную работу. Наземное оборудование должно поддерживать давление 10 тыс. пси.

Далее приведен ориентировочный перечень оборудования, которое возможно будет использовано для проведения ГРП в скважинах РП-6 и РП-7 (см. рис. 2.8.1.2):

1. Затрубный насос (Twin Panther). Изготовитель США Duncan, 2006 г. Двигатель Дизельный CAT-3412E Насосный агрегат высокого давления/низкой скорости, номинальный до 370 кВт (500 л.с.). Размер плунжера 4", Минимальная откачка скорость (0,5 $м^3$/мин (3,1 уд/мин) Максимальное давление 1020 атм (15000 фунтов на кв. дюйм). потребление 200 л/час.
2. Насос ГРП (HQ-2000 Grizzly) 4шт. Изготовитель США Duncan, 2004 г. Двигатель Дизельный CAT-3512B 2250 hhp @ 1925 rpm потребление 200 л/час.
3. Кабина управления (TCC 5000) 1шт. Изготовитель - HES-DUNCAN-MFG. 2012 г. Установлен генератор 25кВт Onan Cummins потребление 7л/час. Блок мониторинга данных обеспечивает управление оборудованием для ГРП на месте.
4. Смеситель (FB4K) 1шт. Изготовитель США Duncan, 2006г, Двигатель Дизельный CAT-C32 Установка смешивания ГРП способна обеспечить 0,3 – 19 скорость смешивания $м^3$/мин (2-120 BPM). Оснащен 2 винта для песка, 7 насосов для жидких добавок, 2 сухих присадочные насосы устанавливаются на этом агрегате для облегчают смешивание на лету и пакетное смешивание. потребление 78л/час.
5. Центробежный насос 3шт. Изготовитель - HES-DUNCAN-MFG. 2012г. Двигатель Дизельный 200 bhp @ 2,100 rpm потребление 30 л/час.
6. Парогенератор с теплообменником Dutchoffshore. Потребление дизтоплива – 50 л/час.
7. Оборудование для подачи проппанта (Mountain mover). Оборудование для подачи проппанта (Mountain mover) емкостью 120 тон. 2008 г. Двигатель дизельный CUMMINS QSB6.7 425hp @ 2200 rpm потребление 100 л/час. Линия высокого давления внутренним диаметром 2.66 дюйма, общей длиной 50 метров, внутренний диаметр 2 дюйма, длиной 25 метров.
8. Емкости 4 шт. каждая по 450 баррелей.
9. Генератор 64кВт потребление дизтоплива 25 л/час.
10. Для перевозки будут задействованы тягачи 4 шт. с базы Аксай Оперейтинг в г. Аксай. Макс. скорость 60 км/ч.

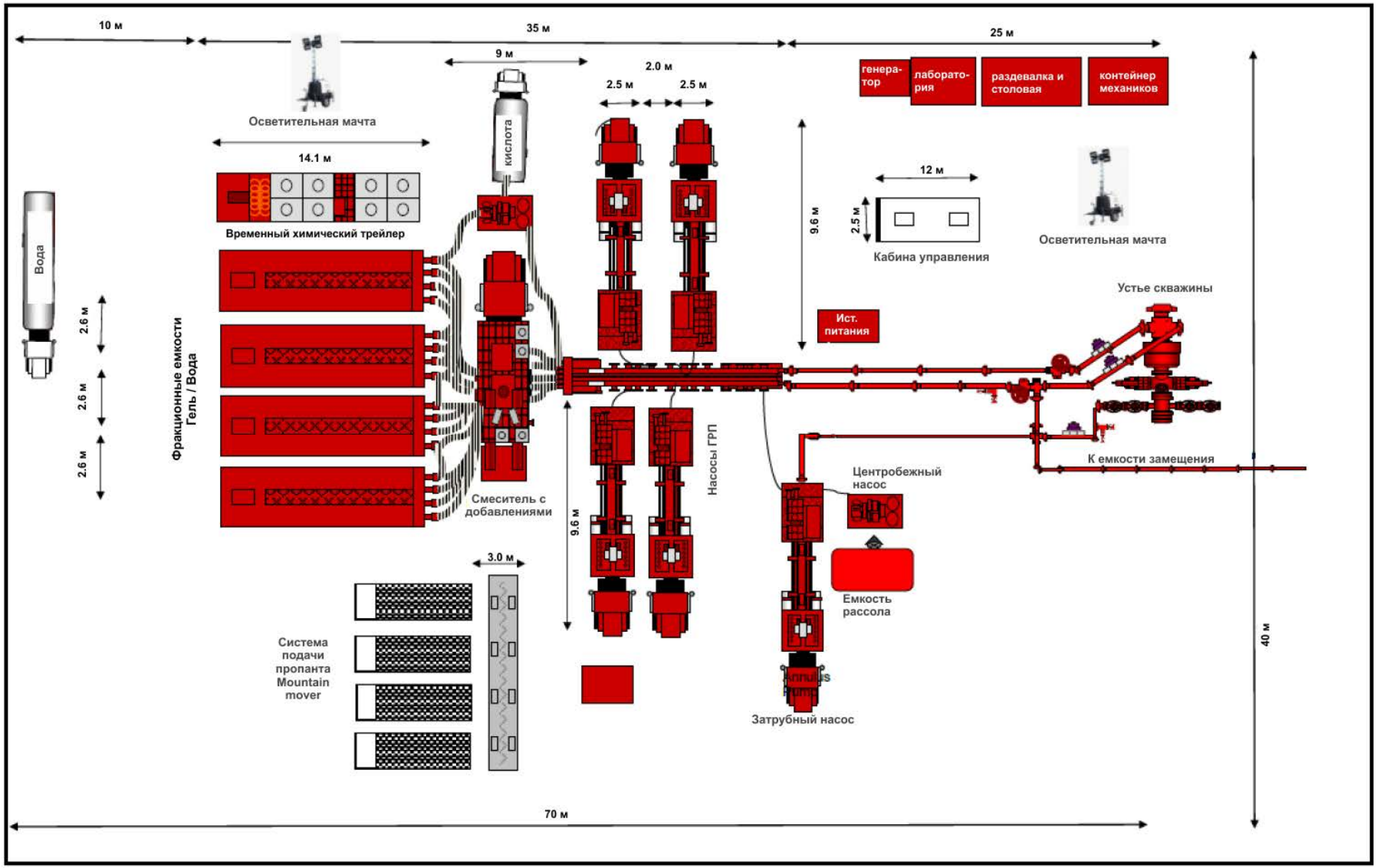


Рисунок 2.8.1.2. Типовая схема оборудования ГРП

2.8.2. Перевод скважины 9835 из ликвидированных в нагнетательные

Скважина 9835 была начата бурением 8 октября 2014 года. 29 января 2015 года был достигнут окончательный забой скважины (местоположение см. на рис. 2.8.2.1). Скважина была спроектирована как двусторонняя скважина, которая включает основной ствол и условный боковой ствол и нацелена на объект 3 для добычи нефти с низким газовым фактором.

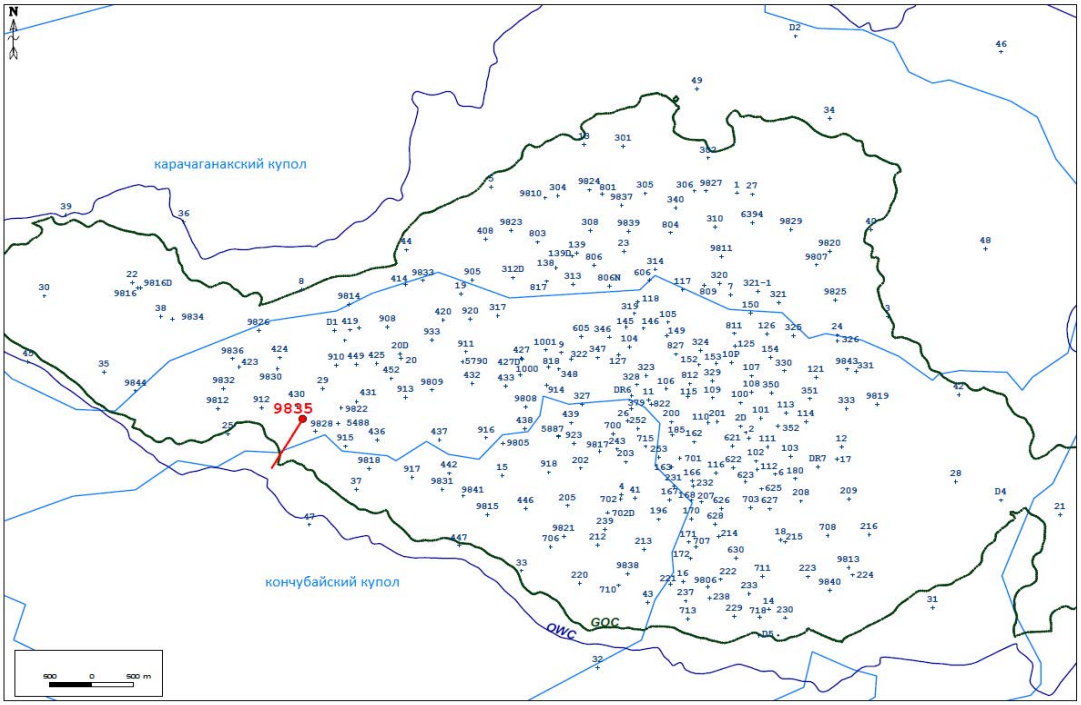


Рисунок 2.8.2.1. Местоположение скважины 9835

В 2020 году из-за невозможности проведения работ по капитальному ремонту в скважине вследствие смятия колонны НКТ (потенциальное смятие двух колонн) в точке на глубине 4418 м, было принято решение о ликвидации скважины 9835 с оставлением в ней подземного оборудования в соответствии с законодательством Республики Казахстан и проектом ликвидации скважин на месторождении Карачаганак от 2019 года.

Работы по перфорации и перевод в нагнетательный фонд

Целью КРС является извлечение старого подземного оборудования и заканчивания как нагнетательной в Триасовый горизонт коллекторов III и II.

Учитывая проведение работ по капитальному ремонту в скважинах, предназначенных для утилизации и захоронения промышленных сточных вод на Полигоне №2, была выбрана установка ZJ-20 компании АО «КазБурГаз». Характеристика буровой установки ZJ-20, а также оборудование и спецтехника используемая при проведении операций прописаны в предыдущем разделе 2.8.1.

Обзор планируемых операций:

1. Переезд и монтаж станка.
2. Демонтаж фонтанной арматуры, монтаж противовыбросового оборудования и его опрессовка.
3. Монтаж канатного оборудования, электрооборудования и спуск механического резака для резки 4 ½” НКТ выше цементного моста.
4. Извлечение существующей надпакерной компоновки.

5. Собрать и прогнать компоновку со скребком для чистки эксплуатационной колонны.
6. Провести геофизическое исследование (USIT+CBL+VDL+SGT+L+CAL) по оценке состояния эксплуатационной колонны и цементного камня, также по его материалам определить глубину нахождения муфт ступенчатого цементирования (если таковы имеются). *Примечание: если по данным ГИС будет обнаружено плохое состояние колонны ниже интервалов перфорации для утилизации, то может быть принято решение об установке цементного моста с целью предотвращения разгерметизации эксплуатационной колонны во время закачки промстоков.*

   Дополнительные операции:

   – Спустить компоновку для установки цементного моста на БТ до соответствующей глубины.
   – Произвести промывку и установить цементный мост (цемент марки “G”) в необходимом интервале и с удельным весом соответственно разработанной программой КПО.
   – Поднять инструмент на 50 м выше и вымыть остатки цементного раствора.
   – После ОЗЦ отбить кровлю цементного моста и испытать разгрузкой 15 тонн и опрессовать на 250 бар в течении 30 мин.
   – Поднять цементировочную компоновку.
   – Спустить скребок и прочистить эксплуатационную колонну до глубины посадки пакера, провести промывку рассолом уд. весом 1,17-1,19 г/см^3 и извлечь компоновку.
7. Смонтировать оборудование Шлюмберже или иной компании пригодной для данного вида операций и произвести запись для привязки глубины перфорации.
8. Произвести перфорацию (перфоратор типа HSD Power Jet) в интервалах 2500 – 2650 м; 2455 – 2490 м; 2360 – 2380 м (Триас, горизонт III) и 1835 – 1870 м; 1760 – 1785 м (Триас, горизонт II) в соответствии с рекомендациями.
9. Промывка ПВО и устья скважины.
10. Спуск КНБК со скребком для прочистки места посадки пакера.
11. Собрать и спустить в скважину компоновку подземного оборудования с пакером до глубины выше резервуара II (для возможности выполнить работы по дополнительной перфорации, без привлечения буровой установки). Извлечь предохранительную втулку и навернуть трубную подвеску с посадочной трубой (4½ New Vam) и зарегистрировать окончательный вес инструмента до посадки.
12. Открыть задвижку на трубной головке и опустошить блок ПВО. Закачать 2 барреля незамерзающей жидкости в затруб.
13. Посадить трубную подвеску согласно заводу изготовителю.
14. Закрыть трубные плашки и опрессовать нижнее металлическое уплотнение согласно инструкциям на 350 бар.
15. Стравить давление до нуля и опрессовать уплотнения подвески
16. Посадить пакер согласно процедуре, опрессовать на 150 бар. Установить обратный клапан и демонтировать блок ПВО.
17. Смонтировать фонтанную арматуру и опрессовать на 350 бар.

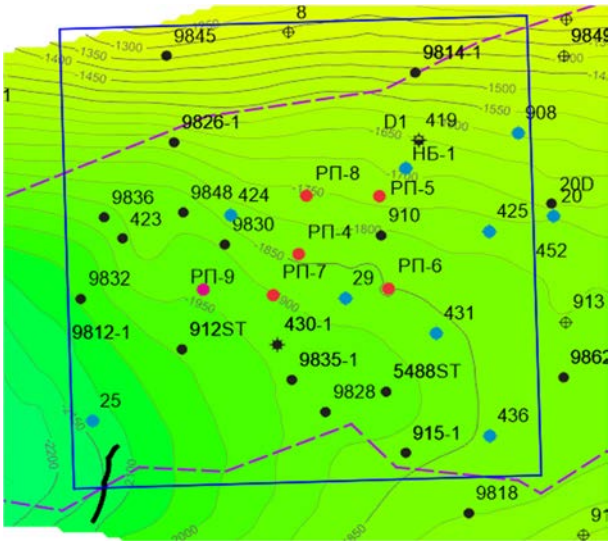
Все операции на скважине должны быть выполнены в строгом соответствии с законодательством Республики Казахстан и правилами техники безопасности и охраны окружающей среды.

2.8.3. Бурение нагнетательной скважины РП-9 и наблюдательной скважины Г-9

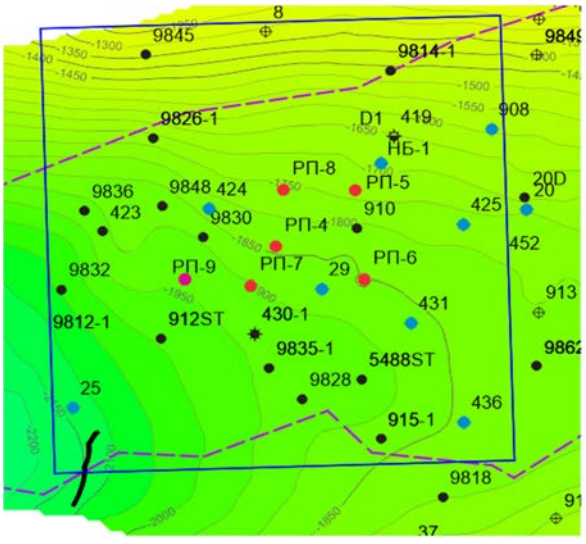
2.8.3.1. Скважина РП-9

Местоположение скважины РП-9

Местоположение скважины РП-9 было выбрано на основе характеристик целевых горизонтов исходя из близости к существующим скважинам, мониторинга и поверхностных ограничений, а также трехмерной статической модели Полигона №2 (рис. 2.8.3.1). Скважина вертикальная. Конечная глубина скважины 2650 м от поверхности земли. 30 – 150 м предлагается для накопления осадка, формирующегося при осаждении взвешенных веществ и нерастворимого нефтяного продукта, содержащегося в закачиваемых стоках. Схематический геологический разрез через скважины РП-9, РП-7, РП-4, РП-10 и РП-8 приведен на рис. 2.8.3.2.



а) Структурная карта по кровле горизонта II триасовых отложений



б) Структурная карта по кровле горизонта III триасовых отложений

Рисунок 2.8.3.1. Местоположение проектной скважины РП-9

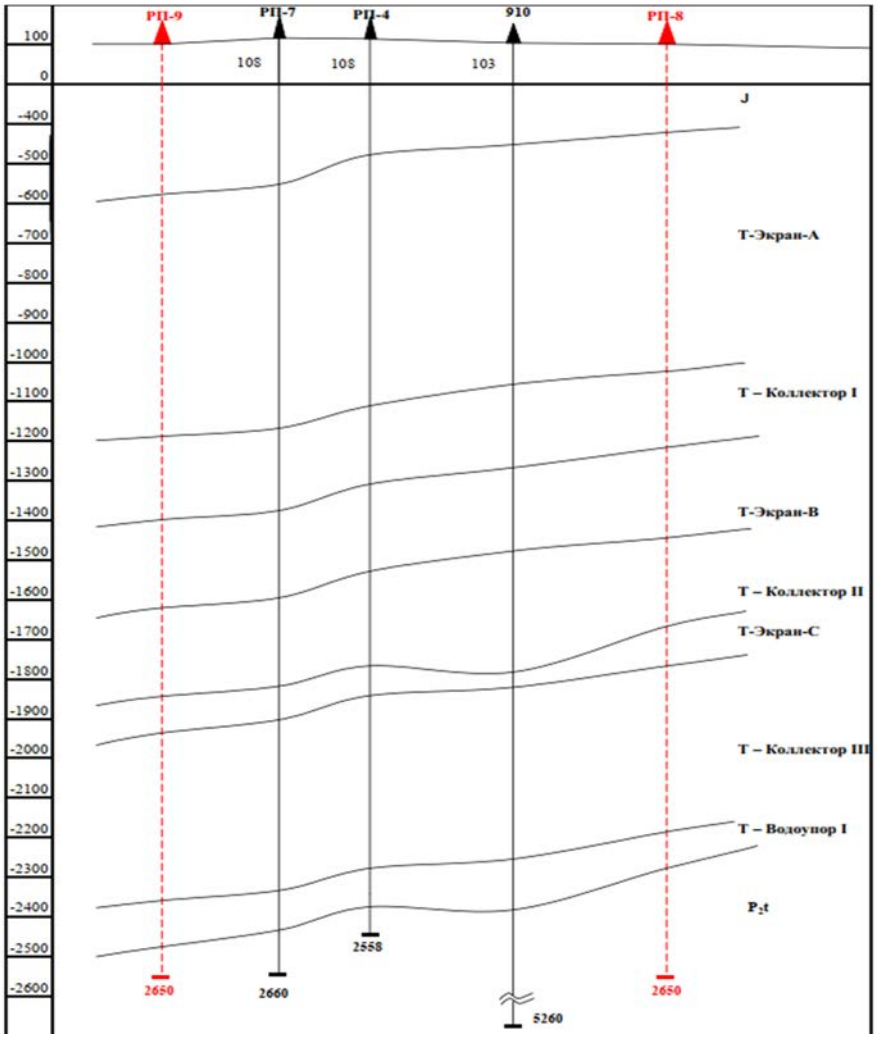


Рисунок 2.8.3.2. Схематический геологический разрез скважины РП-9, РП-7, РП-4, РП-10 и РП-8

Конструкция скважины

Ориентировочные данные по конструкции скважины РП-9 приведены в табл. 2.8.3.1.

Таблица 2.8.3.1 Сводные данные по конструкции проектной скважины РП-9

№ п/п	Проектная скважина	Наименование колонны	Диаметр колонны, мм	Диаметр долота	Глубина спуска, м	Высота подъема цемента за колонной, м
11	РП – 9	Направление	762	-	27	До устья
22		Кондуктор	339,7	406,4	200	До устья
33		промежуточная	244,5	311,1	1500	До устья
44		Эксплуатационная	177,8	215,9	2650	До устья

Примечание: *Детально конструкция скважины будет рассмотрена в техническом проекте на строительство скважины.*

При строительстве скважины планируется безамбарный способ бурения.

Буровые растворы

Программа по буровым растворам разработана с учетом всех осложнений, которые могут возникнуть при бурении вертикальной нагнетательной скважины РП-9 на Полигоне №2 Карачаганакского месторождения.

С целью недопущения кольматации коллекторов, вскрытие их должно осуществляться на буровом растворе с плотностью, создающей репрессию из расчета 4-7% от пластового давления. Технология углубления скважин в продуктивном разрезе, режим бурения и параметры бурового раствора учитывают создание минимальных гидродинамических нагрузок на стенки скважины.

Выбор типа бурового раствора

Для предупреждения осложнений, связанных с целостностью ствола скважины, по опыту прошлых лет могут быть предусмотрены два типа бурового раствора:

Вариант I – раствор на углеводородной основе

Для приготовления и обработки раствора на углеводородной основе используются следующие реагенты:

- в качестве углеводородной основы использовать Lamix 30 (базовое масло);
- (дисперсионная фаза) – 75%;
- водный раствор $CaCl_2$ (дисперсная среда) – 25%;
- GELTONE II (органофильная глина) – структурообразователь и регулятор вязкости;
- $CaCl_2$ – минерализатор водной фазы;
- Lime (известь) – обеспечивает щелочность раствора и поглотитель CO_2;
- INVERMUL NT – первичный эмульгатор;
- EZ MUL NT – эмульгатор;
- DURATONE HT – обеспечивает контроль фильтрации;
- BARABLOK – улучшает контроль фильтрации;
- RM 63 – структурообразователь (использовать при необходимости);
- $CaCO_3$ – для обеспечения необходимой плотности раствора.

Вариант II – полимерный ингибированный буровой раствор

Для приготовления и обработки ингибированного полимерного раствора предусматриваются следующие реагенты:

- KCl – ингибитор глин и аргиллитов (содержание KCl в фильтрате бурового раствора должно быть не менее 5%);
- DEXTRID – вводится для снижения фильтрации;
- Для предотвращения сальникообразования использовать CONDET;
- KOH – для поддержания pH раствора;
- Na_2CO_3 для снижения жесткости;
- EZ MUD DP – полимер-флокулянт;
- Для предотвращения сальникообразования использовать CONDET;
- BARACARB – для обеспечения необходимой плотности бурового раствора;
- Drispac SL – понизитель фильтрации;
- Soltex и GEM GP – ингибиторы глин и глинистых сланцев.

Все эти вопросы по составу бурового раствора более подробно будут рассмотрены в техническом проекте на строительство скважины.

Во время бурения скважин, в случае необходимости, рецептуру обработки бурового раствора можно скорректировать.

Перфорационная и надпакерная жидкость

Перфорационная жидкость

С целью сохранения коллекторских характеристик продуктивных пластов, необходимо использовать наиболее эффективные жидкости для заканчивания скважин перфорацией, которыми являются очищенные от механических примесей водные растворы ($CaCO_3$, KCl, K_2O_3), концентрация которых определяется величиной плотности рассола, необходимой для безопасного вскрытия пластов в каждом конкретном случае.

Для предупреждения значительного поступления рассола в пласт, в результате его высокой фильтрации, рассол рекомендуется загущать специальными загущающими полимерами.

Для снижения поверхностного натяжения на границе сред, необходимо вводить неионогенные поверхностно-активные вещества (НПАВ).

Для нейтрализации (поглощения) углекислого газа (CO_2) рекомендуется вводить реагенты-поглотители.

Для приготовления перфорационной жидкости использовать очищенный водный раствор NaCl, плотностью 1.16 г/см^3.

Надпакерная жидкость

С целью предупреждения коррозии эксплуатационных колонн и колонн насосно-компрессорных труб (НКТ) в процессе эксплуатации контрольно-наблюдательных и нагнетательных скважин, в качестве надпакерной жидкости использовать жидкость, в составе которой есть ингибитор коррозии, бактерицид. В качестве запасного варианта допускается использовать смесь воды и гликоля в соотношении 50/50, обработанную ингибитором коррозии.

Буровые работы и крепление скважин

Мощность и конструкции буровых установок, используемых для бурения новых нагнетательных и наблюдательных скважин на Полигоне закачки промышленных стоков, должны соответствовать технологии бурения и крепления, предусмотренной техническим проектом на строительство скважин. Конструкция установок должна отвечать всем требованиям нормативных документов РК и международных стандартов относительно качества, безопасности и охраны окружающей среды.

Бурение ствола скважины проводить долотом большего размера, чем диаметр проектных обсадных колонн для создания мощного цементного камня.

Для бурения ствола под 339.7 мм (13.375") кондуктор; используется долото 406.4 мм (16" IADC 111). Способ бурения – роторный.

Для бурения ствола под 244.4 мм (9.625") техническую колонну; используется долото PDC 12.25" (IADC S223). Способ бурения – винтовой забойный двигатель с вращением или устройство для вертикального бурения.

Для бурения ствола под 7" (177.8 мм) эксплуатационную колонну; используется долото PDC 8.5" (IADC M 322) Способ бурения – винтовой забойный двигатель.

Для отбора керна используется бурильная головка 215.9/101.6 мм PDC. Способ бурения – роторный.

Во время шаблонирования и зачистки в эксплуатационной колонне так же роторный способ. Возможно использование других типов долот, но соответствующего диаметра.

Глубина бурения должна быть как минимум на 150 м больше, чем нижняя граница интервала закачки для размещения отстойника песка, поступающего в скважину на

начальных этапах работы. Режимы бурения, расширки (проработки) ствола скважин и применяемые КНБК применяются соответственно проекту бурения скважин.

До начала работ составляются и утверждаются соответствующим образом: программа проведения работ, схема расположения буровой установки и дополнительного сервисного оборудования.

Проводится ревизия бурового оборудования, согласовываются необходимы разрешения контролирующих органов.

Объем работ на скважине РП-9 представлен в таблице 2.8.3.2.

Таблица 2.8.3.2 Предполагаемые операции и время их выполнения на скважине РП-9

№	Операции	Глубина, м	Время, день
1	Переезд буровой, монтаж буровой и подготовка к забуриванию (20” направление уже установлено)	0	12
2	Бурение 16” секции	200	2
3	Спуск и цементирование 13 3/8” кондуктора и установка дивертора	200	2
4	Бурение и каротаж в открытом стволе 12 ¼” секции	1500	5
5	Спуск и цементирование 9 5/8” технической колонны. Установка блока превенторов	1500	2
6	Бурение 8 ½” секции до точки отбора керна №1	1550	4
7	Отбор керна, пределах Рез. II (1550-1770 м)	1770	8
8	Бурение 8 ½” секции до точки отбора керна №3	1860	3
9	Отбор керна, Рез. III и татарского яруса (1860-1290 м).	1290	6
10	Бурение 8 ½” секции до проектной глубины	2650	2
11	Каротаж в открытом стволе секции 8 ½”	2650	3
12	Спуск и цементирование 7” эксплуатационной колонны	2650	2
13	Заканчивание скважины	2650	5
	Общее время		**56**

Буровая установка

Бурение скважины РП-9 вероятнее всего будет проводится при помощи буровой установки RIG-216 или RIG 107 компании KMG Parker Drilling. Буровая установка RIG-216 имеет следующие технические данные:

- Вышка: Parco P-142 – 567 т;
- Лебедка: OIME SL-2000 – 2000 л.с.;
- Кронблок: г/п 567 т;
- Верхний привод: Varco TDS-3 – 648 тс;
- Ротор: B-37 ½’’ – 567 тс;
- Насосы: Continental Emsco – 1600;
- Силовой привод: дизели Caterpillar 3512 DITA с генераторами Kato SR4B;
- Привод лебедки и ротора: электромоторы EMD-79 (2 шт. мощностью по 1000л.с.);
- Привод насосов: электромоторы EMD-79 (3 шт. мощностью по 800 л.с.);
- Насосы для смешивания бурового раствора 6 х 8 типа Mission Magnum с приводом от электродвигателя мощностью 100 л.с. с двумя смесительными воронками;
- Подпорный 5х6х14 дюймовый центробежный насос с приводом от электромотора 50 л.с.

Буровая установка RIG-107 имеет следующие технические данные:

- Мачта Lee C Moore восотой 41 м, грузоподъемностью 340 тн;

- Ротор Gardner Denver, роторный стол 700 мм с раздельными основными вкладышами, максимальная нагрузка 500 тн, привод от электромотора 1000 л.с. при постоянном токе;
- Действительная входная мощность лебедки 1500 л.с. управляется панелью ограничения мощности;
- Тяговые двигатели G-752 мощностью 1000 л.с. каждый – 2 шт;
- Трехцилиндровый насос Gardner denver PZK-10, каждый номинальной мощностью NB-1300 л.с. – 2 шт;
- Привод насосов - электродвигатель GE-752 постоянного тока, мощностью 1000 л.с. каждый – 2шт;
- Подпорный 5х6х14 дюймовый центробежный насос с приводом от электромотора 50 л.с. – 2шт;
- Первичный источник энергии дизельные двигатели Caterpillar 3512B мощностью 1621 л.с. с генераторами Kato мощностью 1400 кВт. Двигатели оснащены искрогасителями.
- Насосы для смешивания бурового раствора 6 х 8 типа Mission Magnum с приводом от электродвигателя мощностью 100 л.с. с двумя смесительными воронками.

Крепление скважин

Для обеспечения хорошего сцепления цемента необходимо проводить подготовку обсадной колонны перед ее спуском в скважину. При необходимости можно проводить пескоструйную или кислотную обработку обсадной колонны для удаления покрытия и придания шероховатости внешней поверхности обсадной трубы для достижения лучшего сцепления цемента. Для получения лучшего сцепления могут быть использованы обсадные колонны с эпоксидно-песчаным покрытием.

Сразу же после окончания бурения необходимо провести очистку ствола скважины от бурового шлама и глинистой корки перед цементированием. Для этого провести циркуляцию обработанным буровым раствором.

При цементировании должно быть произведено полное вытеснение бурового раствора и размещение чистого незагрязненного цемента.

Рецептура цемента должна быть подобрана таким образом, чтобы выдерживать высокое давление и циклические нагрузки и обеспечить его затвердевание менее чем за 10 часов.

После того, как цемент затвердел, можно проводить перфорацию традиционными методами (кумулятивным, пулевыми или торпедными) с должной осторожностью во избежание возможного нарушения качества сцепления цемента.

Если существует обеспокоенность по поводу возможного нарушения целостности цементного кольца, необходимо рассмотреть возможность применения таких методов как сверление или пескоструйная перфорация обсадной колонны. Устье скважины перед перфорацией оборудуется ПВО по утвержденной схеме.

После проверки герметичности эксплуатационной колонны скважина заполняется водным раствором хлористого калия с добавкой специального загущающего полимера и поверхностно-активного вещества (ПАВ) типа ROMEX.

Проект на бурение новой нагнетательной (наблюдательной) скважины на КНГКМ должен учитывать предыдущий опыт бурения нагнетательных и наблюдательных скважин.

Выбор обсадных труб

Конструкция скважин и обсадные трубы приняты с учётом опыта пробуренных скважин группы РП. Для предупреждения коррозии эксплуатационной колонны и НКТ предусмотрены специальные жидкости.

В соответствии с вышеприведенным приняты следующие обсадные трубы:

- для кондуктора – К-55 с соединениями Antares – ER;
- для промежуточной колонны – L-80, Тип 1 с соединением Т – MS;
- для эксплуатационной колонны – L-80, Тип 1 с соединением TSH – MS.

Цементирование обсадных колонн

Для тампонажа всех обсадных колонн на скважине РП-9 будет использоваться прямой способ цементирования двумя тампонажными растворами до устья с использованием цемента марки – G и цементировочного агрегата. Так же будет использована автоцистерна АЦН-20. Раствор для цементирования включает в себя (основные возможные компоненты): Цемент класса G(HSR), Хлористый кальций (A-7), Облегчающая добавка (A-2), Понизитель водоотдачи (FL-25), Понизитель водоотдачи (FL-52), Понизитель вязкости (CD-33), Замедлитель схватывания (R-3), Хлористый калий KCl (A-9), Пеногаситель (FP-21L), Расширяющаяся добавка (EC-1), Поверхностно активное в-во (MCS-A), Полимер (GW-22), Дисперсант (US-40), Полимер/ПАВ (Ultra Flush II), Утяжелитель BaSO4 (Barite), Вода техническая для затворения.

Оборудование устья скважины

При бурении скважины РП-9 рекомендуется оборудовать устье противовыбросным оборудованием для кондуктора типа диверторной установки Hydril MSP 2M-211/4//, для промежуточной колонны рекомендуется кольцевой привентор Hydril 13 5/8//, сдвоенный плашечный превентор Cameron «U» 13 5/8//, одинарный плашечный превентор 13 5/8//, для эксплуатационной колонны рекомендуется фонтанная арматура типа Breda Energia, колонная головка FMC 13 5/8// x 9 5/8// x 7//.

Устье скважины оборудуется фонтанной арматурой и обвязывается с наземными коммуникациями и технологическим оборудованием.

Геофизические исследования

Общие геофизические исследования должны быть выполнены по всему разрезу, вскрытому бурением.

Они обеспечивают:

- определение пространственного положения и технического состояния скважины;
- выделение стратиграфических реперов и разделение разреза на литолого-стратиграфические комплексы и типы (терригенный, карбонатный и др.);
- идентификацию литолого-стратиграфических комплексов, к которым приурочены перспективные для закачки коллектора;
- оценку характера насыщения коллекторов и определение положений флюидальных контактов;
- оценку ФЕС (пористости, водонасыщенности, проницаемости);
- расчленение разреза на пласты, их привязку по относительным и абсолютным отметкам глубин, внутри – и межплощадную корреляцию разрезов;
- привязку интервалов отбора керна по глубине;
- привязку по глубине интервалов перфорации.

Детальные исследования выполняют в перспективных для закачки интервалах и в вышележащем водоупорном пласте (Экран С), чтобы оценить его водонепроницаемость.

Каротаж в водонагнетательной скважине РП-9 должен быть выполнен в соответствии с минимальным, стандартным пакетом каротажных диаграмм для оценки литолого-фациального разреза нагнетательных скважин Карачаганакского месторождения.

Стандартный каротаж включает:

- Данные гамма и сопротивления в режиме реального времени (Каротаж во время бурения: ГК-КС-БК или аналоги LWD: GR-Res или M5-EWR-AGR) необходимы для выбора точки посадки обсадной колонны и для выбора точек отбора керна в секции 8½".
- Каротаж в открытом стволе. Кабель: КС-БК-ГГКп-КВ-НГК-АК-ГКС или аналоги HRLA-PEX (CNL-TLD) -GR, HRLA-PEX-MAST(P&S) –HNGS.
- Сканер скв.-АК-ГГКп или аналоги FMI-MAST (full mode)-HNGS MAST(CBL-VDL mode) в обсаженном стволе.
- Оценка качества цементирования (АКЦ-ГК-ЛМ или аналоги CBL-VDL-GR-CCL) определяется в соответствии со стандартами КПО и государственными требованиями.

Данный вид каротажных работ требуются во всех секциях.

В дополнение к выше упомянутым видам каротажа, для более детального исследования горизонтов I-III и Татарского добавляется:

- Измерение пластового давления (XPT).
- Ядерного магнитного резонанса (NMR).
- Изображения ствола скважины (BHI).

Интервалы проведения ГИС уточняются по программе КПО б.в.

Для проведения работ на вспомогательном канате потребуется канатный подъемник по типу «LandLine D» на базе автомобиля MAN TGS 33.400 6x4 BBS-WW или аналогичные.

Работы по испытанию в эксплуатационной колонне и освоение скважины

При освоении скважины РП-9 планируется испытание 2-х основных резервуаров – II и III.

1. Резервуар II в интервале 1550-1770 м. Целью испытания является прослеживание уровня пластовой воды. Для освоения интервала предусматривается очистка, снижение уровня азотом (максимальное снижение уровня 700 м), прослеживание уровня. В завершении рекомендуется отбор проб пластовой воды.

2. Резервуар -III в интервале 1860-2290 м. Целью испытания является прослеживание уровня пластовой воды. Для освоения интервала предусматривается очистка, снижение уровня азотом (максимальное снижение уровня 700 м), прослеживание уровня. В завершении отбор проб пластовой воды и определение приемистости скважины и испытания на гидроразрыв пласта.

Согласно «Технологическому регламенту на испытание поисково-разведочных скважин» и дополнения к ним, вторичное вскрытие продуктивных объектов (резервуаров) производится кумулятивной перфорацией.

Наиболее оптимальным типом перфоратора по опыту строительства предыдущих нагнетательных скважин является "Пауэр Джет" 2 7/8// с плотностью 20 отверстий на 1 п.м. (или аналогичными импортного производства) с привязкой по ГК и ЛМ. Для проведения перфорации предусматривается спуск перфоратора на НКТ, перфорационная среда – рассол, плотностью 1,17 г/см^3, вид перфорации – кумулятивная.

Для повышения приемистости скважины при нагнетании для обоих резервуаров предусматриваются промывка, компрессирование, свабирование, соляно-кислотная обработка (15% соляной кислотой) путем прямой закачки в НКТ и вытеснением ее в пласт рассолом (производится в несколько этапов). Предполагаемая ориентировочная рецептура 15% соляной кислоты представлена в таблице 2.8.3.3.

Таблица 2.8.3.3 Рецептура соляно-кислотной обработки

Описание раствора	Присадка	Концентрация	Единица измерения
15% HCL (Водонагнетательные скважины)	A262	6	л/м^3
	L058	1,2	кг/м^3
	F110	10	л/м^3
	J429	1	л/м^3
	W060	5	л/м^3
	33%HCL	420	л/м^3
	Water	558	л/м^3

Все интервалы испытаний будут уточняться по данным ГИС.

Детали вторичного вскрытия пластов, такие как рабочая среда, методы очистки загрязнений после перфораций, методы воздействия на призабойную зону пласта, и интенсификация приемистости будут тщательно рассмотрены при составлении Технического проекта на строительство скважины.

Испытание скважин в эксплуатационной колонне необходимо проводить в соответствии с «Правилами обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности», утвержденных Приказом Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 30 декабря 2014 года № 355.

Продолжительность работы агрегатов при испытании (освоении) скважины в эксплуатационной колонне:

- Смена бурового раствора на перфорационную жидкость (3 ЦА-400 (BJ Pacemaker Model 35-8-5) Coil tubing) – 2,69 ч;
- Опрессовка ФА и нагнетательной линии (АН -700 (BJ Pacemaker Model 35-8-5) – 17,4 ч;
- Проверка герметичности пакера опрессовкой (3 ЦА-400 (BJ Pacemaker Model 35-8-5) – 2,3 ч.

Продолжительность испытания (освоения) объектов в эксплуатационной колонне включая подготовительные работы перед испытанием объекта, перфорация обсадной колонны, вызов притока, освоение, очистка и гидродинамические исследования составляет по 5 суток на каждый объект. Ниже приведена типовая программа проведения компрессирования (очистка скважины и пробная одиночная откачка).

Типовая программа проведения компрессирования (очистка скважины и пробная одиночная откачка)

Назначение откачки эрлифтом:

- очистка скважины;
- определение возможного дебита скважины;
- определение коэффициентов водопроводности и фильтрации водоносного горизонта;
- отбор проб подземной воды для определения химического состава.

Полный объём работ предусматривает вызов притока и откачку подземной жидкости из скважины (2 объёма ствола скважины) с целью очистки ствола скважины на первом этапе работ до получения стабильных характеристик пластовой воды и отбор пробы на химанализы. Для этого используется эрлифт как наиболее подходящий метод подъёма подземной воды на поверхность. Второй этап работ заключается в спуске в скважину двух манометров Metrolog на нижний посадочный ниппель и провести непрерывную откачку в течение 3 бригада/смен (24 часа). Подъём манометров должен быть осуществлён через 48 часов после остановки компрессора.

В производстве работ может быть использован агрегат А-50, компрессор СД-100, комплект НКТ ø 33.4 мм, КамАЗ-бойлеры, УГБ-ямобур и др. спецтехника.

Продолжительность работ приведена в табл. 2.8.3.4.

Таблица 2.8.3.4 Продолжительность проведения компрессирования

Операции, оборудование	Затраты времени, сутки
1. Переброска оборудования А-50 (ж/б плиты, емкость (11 м^3), стеллаж для труб, НКТ – 100 шт., рабочие вагончики – 2 шт., агрегат – А-50, ДЭС	1,0
2. Укладка ж/б плит, бурение ямок под якоря и стойки для отводов, заливка цементом, установка станка на основание, поднятие стрелы и привязка к якорям. Обслуживание Ф/А, установка гидроузла и ПВО, рабочей площадки и т.д.	2,0
3. Пусконаладочные работы, электромонтажные работы, опрессовка ПВО и выкидной линии. Шаблорирование, замер уровня	1,0
4. Спуск НКТ, компрессирование (компрессор СД-100, Ас-маш), откачка пластовой жидкости, отбор проб	1,5
5. Остановка компрессора, Подъем НКТ, замер уровня, демонтаж оборудования, демонтаж А-50	0,5
6. Доставка 2-х манометров Metrolog и сборка компоновки ПРС, Установка лебёдки и монтаж ПВО. Спуск шаблона до глубины 2063м. Канатные работы бригады ПРС. Спуск 2-х манометров Metrolog на глубину 1765,0 м. Монтаж А-50 и оборудования для одиночной откачки, спуск НКТ, Компрессирование (СД – 100, Бойлер – 3 ед.)	2,0
7. Откачка пластовой жидкости	1,0
8. Остановка компрессора, Подъем НКТ, Замер уровня. Демонтаж А-50 и оборудования	0,5
9. Глубинные манометры оставлены на 48 часов для записи восстановления уровня	2,0
Всего:	**11,5**

После восстановления уровня пластовой воды до статического (или близкого к нему на отрезке времени медленного восстановления) проводится отбор проб пластовой воды на химический анализ глубинным пробоотборником или желонкой.

После отбора проб производятся замеры статического и динамического уровня подземных вод в скважине, температуры воды в скважине. Замеры пластового давления производятся глубинным манометром по стволу скважины. Остановки для замеров делаются на тех же глубинах, что и отбор проб, для сопоставления значений давления, полученных прямыми замерами и расчетами по плотности воды отобранных проб. Замеры температуры также производятся по стволу скважины.

По данным прослеживания восстановления уровня воды (кривой восстановления давления – КВД) определяются основные параметры пласта-коллектора (гидропроводность, проницаемость, пьезопроводность).

Замеры установившегося уровня воды по наблюдательным скважинам производятся с помощью измерительного прибора – уровнемер скважинный электроконтактный Solist Модель 1-2Р1/Р2.

Вывоз пластовой воды осуществляется машиной.

Работа ЭКСПРО:

- Доставка 2-х манометров и сборка компоновки ПРС.
- Установка лебедки и монтаж ПВО. Спуск шаблона до глубины.
- Канатные работы бригады КРС. Спуск 2-х манометров на глубину.

2.8.3.2. Скважина Г-9

Бурение скважины Г-9 будет проводиться при помощи буровой установки А-50, ПАП 60/80 или идентичной в полном оснащении. Цементаж будет проведен при использовании цементировачного агрегата ЦА – 320 и цементно-смесительной машины. В таблице 2.8.3.5 приведен перечень операций на скважине Г-9. Скважина будет расположена рядом со скважиной РП-9.

Таблица 2.8.3.5 Предполагаемые операции при бурении скважины Г-9

№	Операции	Время операции (дни)
1	Переезд и монтаж станка. Отцентрировать вышку.	3
2	Бурение направления 30м под обсадную колонну 9 5/8”, проработка ствола скважины. Шаблонирование.	1
3	Спуск и цементирование обсадной колонны 9 5/8”. ОЗЦ (*объем продавки цементного раствора пересчитывается в зависимости от фактической глубины спуска обсадных труб*)	2
4	Бурение интервала 30 – 70 м под 7” эксплуатационную колонну. Проработка ствола скважины. Шаблонирование	1,5
5	Произвести ГИС по программе КПО (*по данным ГИС определить интервал установки фильтра*)	0,5
6	Спуск 7” эксплуатационной колонны в интервале 0 – 30 м в межтрубном пространстве произвести тампонаж глиной. Проработать внутри колонны. И замеситься технической водой.	2
7	Спуск колонны НКТ примерно на 10-20 м выше установленного фильтра и циркуляция.	0,5
8	Оборудовать устье скважины фонтанной арматурой и демонтаж станка.	1,5
9	Испытание (компрессирование) скважины, статический отстой.	1,5
	Общее время	**13,5**

2.8.4. Опытные работы

К опытным работам относятся пробные одиночные откачки и пробные нагнетания, которые будут осуществляться по завершении бурения новых нагнетательной и наблюдательной скважин РП-9 и Г-9 или после КРС скважины 9835.

Компрессирование (очистка скважины и пробная одиночная откачка) скважины РП-9 (или 9835)

Назначение откачки эрлифтом:

- очистка скважины;
- определение возможного дебита скважины;
- определение коэффициентов водопроводности и фильтрации водоносного горизонта;
- отбор проб подземной воды для определения химического состава.

Полный объём работ предусматривает вызов притока и откачку подземной жидкости из скважины (2 объёма ствола скважины) с целью очистки ствола скважины на первом этапе работ до получения стабильных характеристик пластовой воды и отбор пробы на химанализы. Для этого используется эрлифт как наиболее подходящий метод подъёма подземной воды на поверхность. Второй этап работ заключается в спуске в скважину двух манометров Metrolog на нижний посадочный ниппель и провести непрерывную откачку в

течение 3 бригада/смен (24 часа). Подъём манометров должен быть осуществлён через 48 часов после остановки компрессора. В производстве работ может быть использован агрегат А-50, компрессор СД-100, комплект НКТ ø 33.4 мм, КамАЗ-бойлеры, УГБ-ямобур и др. спецтехника. Продолжительность работ приведена в табл. 2.8.4.1.

Таблица 2.8.4.1 Продолжительность проведения компрессирования

№	Операции, оборудование	Время операции (дни)
1	Переброска оборудования А-50 (ж/б плиты, емкость (11 м3), стеллаж для труб, НКТ – 100 шт., рабочие вагончики – 2 шт., агрегат - А-50, ДЭС.	1
2	Укладка ж/б плит, бурение ямок под якоря и стойки для отводов, заливка цементом, установка станка на основание, поднятие стрелы и привязка к якорям. Обслуживание Ф/А, установка гидроузла и ПВО, рабочей площадки и т.д.	2
3	Пусконаладочные работы, электромонтажные работы, опрессовка ПВО и выкидной линии. Шаблонирование, замер уровня.	1
4	Спуск НКТ, компрессирование (компрессор СД-100, Ас-маш), откачка пластовой жидкости, отбор проб.	1,5
5	Остановка компрессора, Подъем НКТ, замер уровня, демонтаж оборудования, демонтаж А-50.	0,5
6	Доставка 2-х манометров Metrolog и сборка компоновки ПРС, Установка лебёдки и монтаж ПВО. Спуск шаблона до глубины 2063 м. Канатные работы бригады ПРС. Спуск 2-х манометров Metrolog на глубину 1765 м. Монтаж А-50 и оборудования для одиночной откачки, спуск НКТ, Компрессирование (СД – 100, Бойле – 3 ед.).	2
7	Откачка пластовой жидкости.	1
8	Остановка компрессора, Подъем НКТ, Замер уровня. Демонтаж А-50 и оборудования.	0,5
9	Глубинные манометры оставлены на 48 часов для записи восстановления уровня.	2
	Общее время	**11,5**

Пробная одиночная откачка из вновь пробуренной наблюдательной скважины Г-9

Пробная одиночная откачка из скважины Г-12, пробуренной на неоген-четвертичные отложения необходима для определения фильтрационных свойств неглубоко залегающих водоносных агчагыльских отложений. Откачки пластовых вод проводится с применением эрлифта скважины с целью подъема подземной воды на поверхность и отбора проб.

Согласно методике, продолжительность пробных одиночных откачек в одной скважине составляет 3 бр/см (24 часа) с дебитом примерно 2 м^3/час. При этом объём откаченной жидкости может составить до 50 м^3. При фактическом исследовании рекомендуемый дебит откачки может корректироваться. Затраты времени на проведение собственно откачки – 1 сутки, на сопутствующие работы – 3-5 сут.

Опытное одиночное нагнетание в скважине РП-9 (или 9835)

После одиночных откачек и следующих за ними глубинными замерами и отбором проб воды производятся испытания интервала пробным нагнетанием технической воды. Для этого обычно применяются агрегаты типа Tucano (или ЦА-320 или АН-500 и др.), способные создавать высокое давление и обеспечивать значительных расход закачиваемой жидкости. Пробная кратковременная закачка воды сначала ведется последовательно на 3-4 режимах (скоростях), на каждом из которых в течение нескольких минут закачивается сравнительно небольшое количество воды, исчисляемое обычно несколькими кубическими метрами. Это необходимо для выбора оптимального режима, на котором осуществляется более продолжительная закачка, длящаяся уже часами, в ходе которой могут закачиваться десятки и сотни кубических метров воды. В случае невысокой приемистости, после проведения пробного нагнетания технической воды, вновь ведется освоение объекта испытаний в целях повышения его поглощающей способности. Для этого применяется метод интенсификации – соляно-кислотная обработка, может быть даже и гидравлический

разрыв. После применения любого из методов интенсификации скважины должна быть промыта и желательно откомпрессирована, затем вновь проводится пробное нагнетание. Эти процедуры могут повторяться по несколько раз, пока не будет достигнута необходимая приемистость либо станет ясной невозможность ее увеличения.

Результаты пробных нагнетаний позволят рассчитать фильтрационные параметры пласта-коллектора, но что еще более важно – они показывают фактическую приемистость интервала и давления, при которых она достигается. Переход на вышележащий объект может быть осуществлен путем «дострела» новых интервалов. После испытаний нижний объект изолируется установкой над ним цементного моста, после проверки которого на герметичность снижением уровня жидкости в скважине или опрессовкой водой, приступают к вскрытию следующего объекта.

В соответствии с существующей методикой, отработанной КПО, продолжительность опытного одиночного нагнетания в одной скважине составляет до 3 суток, проницаемость, при этом объем нагнетания ступенчато увеличивается (как правило, три ступени, каждая примерно по 24 часа.). После нагнетания производится восстановление давления в течение 72 часов. Из опыта проведения аналогичных работ на первой ступени нагнетания объем закачки может составлять ориентировочно до 100 м^3/сут, на второй и третьей соответственно 200 и 300 м^3/сут. При этом давление на устье скважины на конец опыта может составлять порядка 25 бар.

Кроме того, в объем работ входят лабораторные исследования отобранного керна и воды.

2.8.5. Варианты и объемы работ по Дополнению № 3

Намечаемая деятельность по Дополнению № 3 сводится к следующим вариантам и подвариантам:

1-ый вариант:

- 2023 г. – КРС + ГРП скв. РП-6;
- 2024 г. – КРС+ГРП скв. РП-7;
- 2025 – 2037 гг. – других работ не намечено.

2-ой вариант:

<u>подвариант 2а</u>:

- 2023 г. – КРС + ГРП скв. РП-6;
- 2024 г. – КРС+ГРП скв. РП-7;
- 2025 г. – КРС скв. 9835;
- 2025 г. – Бурение скв. Г-9;
- 2026 – 2037 гг. – кислотные обработки скв. 9835 и мониторинг скв. Г-9.

<u>подвариант 2б</u>:

- 2023 г. – КРС + ГРП скв. РП-6;
- 2024 г. – КРС+ГРП скв. РП-7;
- 2025 г. – Бурение скв. РП-9;
- 2025 г. – Бурение скв. Г-9;
- 2026 – 2037 гг. – кислотные обработки скв. РП-9 и мониторинг скв. Г-9.

Сводная таблица объемов проектируемых работ согласно настоящему Дополнению №3 к проекту закачки приведена в табл. 2.8.5.1.

Таблица 2.8.5.1 Сводная таблица объемов проектируемых работ (согласно Дополнению №3 к основному проекту закачки)

Виды проектных работ	2023	2024	2025	2026	2027	2028-2032	2033-2037
1. Закачка промстоков, тыс. м^3/год на Полигоне № 2	1100	1100	1100	1100	1100	1100	1100
2. КРС+ГРП	РП-6	РП-7					
3. КРС для перевода скважины из добывающего фонда в нагнетательный			скв. 9835				
4. Бурение нагнетательной (альтернатива скв. 9835) и бурение мониторинговой скважин			РП-9, Г-9				
5. Геофизические исследования в скважине			РП-9				
6. Опытно- фильтрационные работы			РП-9 Г-9				
6.1 компрессирование			РП-9 Г-9				
6.2 опытное нагнетание			РП-9				
7. Лабораторные исследования							
7.1 Исследование керна, м			200 м (РП-9)				
7.2 Отбор проб воды на полный хим.анализ после компрессирования			РП-9, Г-9				
8. Кислотные обработки на скв. РП-9 / 9835				2	2	10	10
9. Мониторинг скв. Г-9: Комплексное исследование: Замер уровня, пластового давления, шаблонирование, компрессирование, отбор проб с устья скважины				4раз/год	4раз/год	20	20

РАЗДЕЛ 3. ОЦЕНКА ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

3.1. МЕТОДИКА ОЦЕНКИ ВОЗДЕЙСТВИЯ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТА НА СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

Оценка воздействия на социально-экономическую среду проекта проводится согласно Методическим указаниям по проведению оценки воздействия хозяйственной деятельности на окружающую среду, утв. Приказом Министра ООС РК № 270-п от 29.10.2010 г.[15].

При оценке воздействия на социальную сферу используются несколько другие критерии, чем при оценке воздействия на природную среду. Очевидно, что реализация любого проекта, не влекущего положительных воздействий в социальной сфере, бессмысленна, в связи с чем, необходима детальная оценка как отрицательных, так и положительных аспектов изменений. Разность между выгодами, получаемыми обществом при реализации проекта, и степенью негативного воздействия на природную среду при его воплощении, является мерой экологической целесообразности самого проекта.

Прогноз изменений социально-экономических условий жизни населения региона при реализации проектных решений объекта подразумевает изменение уровня жизни, как в сторону увеличения благ и выгод местного населения в сферах экономики, просвещения, здравоохранения, так и в сторону ухудшения социальной и экологической ситуации в результате непредвиденных неблагоприятных последствий, который оценивается по множеству параметров, основными из которых являются здоровье населения, уровень образования, трудовая занятость, уровень науки и культуры, степень развития экономики, доходы населения и т. д.

Основным показателем состояния изменений социально-экономической среды может считаться уровень жизни населения, который состоит из набора признаков, отражающих реально выражаемые в количественном отношении показатели и вытекающие из них экономические последствия.

Основные компоненты социально-экономической среды, которые будут подвергаться тем или иным как положительным, так и отрицательным воздействиям при реализации проектных решений «Дополнения №3 к проекту закачки…», представлены в таблице 3.1.1.

Таблица 3.1.1 Компоненты социально-экономической среды, подвергающиеся воздействию при реализации «Дополнения №3 к проекту закачки…»

Компоненты социальной среды	Компоненты экономической среды
Здоровье населения	Экономический рост и развитие территории
Трудовая занятость	Инвестиционная деятельность
Доходы и уровень жизни населения	Сельское хозяйство и землепользование
Рекреационные ресурсы	
Особо охраняемые природные территории	
Памятники истории и культуры	
Образование и научно-техническая сфера	

В общем комплексе компонентов социально-экономической среды по характеру влияющих воздействий можно выделить три группы:

- компоненты, на которые намечаемая деятельность окажет только отрицательное воздействие;

- компоненты, на которые намечаемая деятельность окажет только положительное воздействие;
- компоненты, на которые намечаемая деятельность окажет как отрицательное, так и положительное воздействие.

Оценка возможных остаточных воздействий, независимо от их направленности (положительные или отрицательные), проводится по пространственным и временным параметрам, а также по их интенсивности.

При оценке изменений в состоянии показателей социально-экономической среды во многих случаях крайне трудно найти способы получения величины изменений в количественном выражении. В связи с этим для оценки воздействия использовались приемы получения полуколичественной оценки в форме баллов, которые определялись для каждого социально-экономического показателя согласно шкале градации, с масштабом от 0 до 5. В зависимости от направленности изменений (улучшение или ухудшение социально-экономической ситуации) балл имеет положительное или отрицательное значение.

Градации пространственных параметров воздействия на социально-экономическую сферу приведены в таблице 3.1.2.

Таблица 3.1.2 Градации пространственных масштабов воздействия на социально-экономическую сферу

Градация пространственных воздействий	Критерий	Балл
Нулевое	Воздействие отсутствует	0
Точечное	Воздействие проявляется на территории размещения объектов проекта	1
Локальное	Воздействие проявляется на территории близлежащих населенных пунктов	2
Местное	Воздействие проявляется на территории одного или нескольких административных районов	3
Региональное	Воздействие проявляется на территории области	4
Национальное	Воздействие проявляется на территории нескольких смежных областей или республики в целом	5

Градации временных параметров воздействия на социально-экономическую сферу приведены в таблице 5.13-3.

Таблица 3.1.3 Градации временных масштабов воздействия на социально-экономическую сферу

Градация временных воздействий	Критерий	Балл
Нулевое	Воздействие отсутствует	0
Кратковременное	Воздействие проявляется на протяжении менее 3-х месяцев	1
Средней продолжительности	Воздействие проявляется на протяжении от одного сезона (больше 3-х месяцев) до 1 года	2
Долговременное	Воздействие проявляется в течение продолжительного периода больше 1 года, но меньше 3-х лет. Обычно охватывает временные рамки строительства объектов проекта	3
Продолжительное	Продолжительность воздействия от 3-х до 5 лет. Обычно соответствует выводу объекта на проектную мощность	4
Постоянное	Продолжительность воздействия более 5 лет	5

Градации параметров интенсивности воздействия на социально-экономическую сферу представлены в таблице 3.1.4.

Таблица 3.1.4 Градации масштабов интенсивности воздействия на социально-экономическую сферу

Градация интенсивности воздействий	Критерий	Балл
Нулевое	Воздействие отсутствует	0
Незначительное	Положительные и отрицательные отклонения в социально- экономической сфере соответствуют существовавшим до начала реализации проекта колебаниям изменчивости этого показателя	1
Слабое	Положительные и отрицательные отклонения в социально - экономической сфере превышают существующие тенденции в изменении условий проживания в населенных пунктах	2
Умеренное	Положительные и отрицательные отклонения в социально- экономической сфере превышают существующие условия среднерайонного уровня	3
Значительное	Положительные и отрицательные отклонения в социально- экономической сфере превышают существующие условия среднеобластного уровня	4
Сильное	Положительные и отрицательные отклонения в социально - экономической сфере превышают существующие условия среднереспубликанского уровня	5

Интегральная оценка представляет собой 2-х ступенчатый процесс.

На первом этапе, в соответствии с градациями масштабов воздействия, суммируются баллы отдельно отрицательных и отдельно положительных пространственных, временных воздействий и интенсивности воздействий для получения комплексного балла по каждому выявленному виду воздействия для каждого рассматриваемого компонента. Получается итоговый балл отрицательных или положительных воздействий.

На втором этапе для каждого рассматриваемого компонента определяется интегрированный балл посредством суммирования итоговых отрицательных или положительных воздействий.

Балл полученной интегральной оценки позволяет определить интегрированный, итоговый уровень воздействия (высокий, средний, низкий), на конкретный компонент социально-экономической среды так, как это показано в таблице 3.1.5.

Таблица 3.1.5 Определение интегрированного воздействия на социально-экономическую сферу

Итоговый балл	Итоговое воздействие
от +1 до +5	Низкое положительное воздействие
от +6 до +10	Среднее положительное воздействие
от +11 до +15	Высокое положительное воздействие
0	Воздействие отсутствует
от -1 до -5	Низкое отрицательное воздействие
от -6 до -10	Среднее отрицательное воздействие
от -11 до -15	Высокое отрицательное воздействие

Необходимо отметить, что использование баллов не нацелено на представление конкретной величины, связанной с воздействием. Система балльной оценки разработана с целью обеспечения инструментария для облегчения дифференциации воздействий по их ожидаемым последствиям. Впоследствии анализ воздействий может быть переведен с использованием вышеприведенного подхода на качественный уровень, позволяющий осуществлять сравнение широкого диапазона разнородных типов воздействия для разных проектов и производств и/или для оценки альтернативных вариантов размещения объектов.

3.2. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА СОЦИАЛЬНУЮ СРЕДУ

Здоровье

Исходя из анализа санитарно-гигиенической обстановки в регионе можно сделать вывод, что основным фактором, влияющим на состояние здоровья населения, являются в первую очередь социальные условия.

Современное состояние здоровья населения в регионе определяют следующие факторы: демографическая ситуация, состояние здравоохранения, уровень заболеваемости населения и санитарно-эпидемиологическая обстановка в области.

Предполагается прямое и косвенное воздействие на здоровье населения. К прямому слабому положительному воздействию следует отнести некоторое повышение качества жизни персонала, занятого как непосредственно при реализации проектных решений, так и косвенно. Создание новых рабочих мест и увеличение личных доходов персонала будут сопровождаться мерами по повышению благосостояния и улучшению условий проживания населения в районе воздействия планируемых работ. Рост доходов позволит повысить возможности работников, занятых в планируемых работах, по самостоятельному улучшению условий жизни. За счет роста доходов повысится их покупательная способность, соответственно улучшится состояние здоровья людей.

Косвенным слабым положительным воздействием является возможность покупать дорогие эффективные лекарства, получать необходимую платную медицинскую помощь как на местном, так и на региональном уровнях.

Предполагается, что на здоровье населения и персонала от реализации «Дополнения №3 к проекту закачки…» будет оказано *среднее положительное* воздействие, которое будет характеризоваться следующими величинами категорий: *пространственный масштаб – локальный (2 балла), временной – постоянный (4), интенсивность воздействия – незначительная (1 балл). Интегральная оценка (7 баллов).*

Потенциальными источниками *отрицательного* воздействия на здоровье при реализации «Дополнения №3 к проекту закачки…» могут быть:

- выбросы вредных веществ в атмосферу от работающей техники и оборудования;
- проявления физических факторов (электромагнитное излучение, шум, вибрация);
- образование, транспортировка, утилизация/захоронение отходов производства и потребления.

Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу

Ближайшие населенные пункты располагаются вне зоны влияния выбросов загрязняющих веществ от источников, располагаемых на проектируемых объектах. Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу, как показывают проведенные расчеты, не будут достигать $ПДК_{м.р}$ на границе СЗЗ и на территории жилой зоны и не будут воздействовать на здоровье населения.

Проявления физических факторов

Потенциальным источником электромагнитного излучения может служить: силовые установки. Источники электромагнитного излучения должны соответствовать требованиям санитарных норм, поэтому не будут оказывать вредного воздействия на здоровье персонала. Воздушные линии электропередач, проведенные к объектам, будут проходить по территории промышленных площадок, где нет населенных пунктов, поэтому они не окажут никакого воздействия на здоровье населения.

В том случае, когда в служебных помещениях или на рабочих местах уровень шума будет заведомо выше нормативного, для снижения уровня шума предусмотрены конструктивные решения по звукоизоляции этих помещений, а персоналу будут выдаваться звукопоглощающие наушники. Поскольку рассматриваемые объекты будут расположены на расстоянии более десяти километров от ближайших населенных пунктов, то воздействие шума не будет превышать нормативных уровней для населенных мест. Проектом предусматриваются меры по защите органов слуха персонала, чтобы создаваемый на объектах шум не оказывал на него негативного воздействия.

Основными источниками вибрации при реализации «Дополнения №3 к проекту закачки…» являются дизельные установки, насосы и другое оборудование, автотранспорт. Проектом предусматривается использование техники и оборудования, обеспечивающих уровень вибрации в пределах нормативных требований. В связи с удаленным расположением проектируемых объектов от населенных пунктов, население не будет подвергаться прямому и косвенному воздействию вибрации при эксплуатации объектов.

Отходы производства и потребления

Выполнение природоохранных требований, касающихся сбора, транспортировки, утилизации отходов при реализации проектных решений позволят свести к минимуму негативное воздействие этих факторов на здоровье населения.

С учетом всех перечисленных выше факторов, связанных с выбросами загрязняющих веществ в атмосферу, шумом, вибрацией, отходами производства, воздействие на здоровье оценивается следующими показателями: *пространственный масштаб – точечный (-1), временной – постоянное (-5 баллов), интенсивность воздействия – незначительная (-1). Интегральная оценка (-7 баллов) – среднее отрицательное.*

В целом интегральная оценка воздействия на здоровье населения и персонала составит ***(1 балл) и оценивается как положительное низкого уровня.***

Трудовая занятость

Реализация «Дополнения №3 к проекту закачки…» будет сопровождаться повышением личных доходов граждан, а также улучшением социально-бытовых условий персонала и активизацией сферы обслуживания.

В решении проблем с безработицей большое значение имеет создание новых рабочих мест непосредственно на объектах КНГКМ, а также сохранение существующих рабочих мест, за счет обеспечения заказами местных предприятий, участвующих в реализации проектных решений.

Ожидается, что в сфере трудовой занятости с учетом реализации разработанных мероприятий и срока проведения работ *положительный* уровень воздействия от реализации проекта будет: *пространственный масштаб – локальный (2 балла), временной – постоянный (5 баллов), интенсивность воздействия – незначительная (1 балл). Интегральная оценка (8 баллов).*

На трудовую занятость реализация проектных решений *отрицательного* воздействия не окажет. В целом интегральная оценка воздействия на трудовую занятость составит – ***(8 баллов) и оценивается как положительное среднего уровня.***

Доходы и уровень жизни населения

Внедрение «Дополнения №3 к проекту закачки…» окажет *положительное* воздействие на доходы и уровень жизни населения на территории планируемых работ, вследствие повышения занятости отдельной части граждан.

Повышение уровня жизни части местного населения за счет увеличения доходов скажется на улучшении их жизни, что будет способствовать сокращению оттока местного населения из региона.

На доходы и уровень жизни населения воздействие от реализации «Дополнения №3 к проекту закачки…» будет следующим: *пространственный масштаб – локальный (2 балла), временной – постоянный (5 баллов), интенсивность воздействия – незначительная (1 балл). Интегральная оценка (8 баллов).*

На доходы и уровень жизни населения *отрицательного* воздействия при реализации проектных решений не ожидается. В целом интегральная оценка воздействия на доходы и уровень жизни населения составит – ***(8 баллов) и оценивается как положительное среднего уровня.***

Рекреационные ресурсы

В зоне потенциального воздействия работ при реализации проектных решений «Дополнения №3 к проекту закачки…» отсутствуют рекреационные ресурсы.

Таким образом, воздействие проекта на рекреационные ресурсы ***не ожидается***. Воздействие составит 0 баллов.

Особо охраняемые природные территории, памятники истории и культуры

Особо охраняемые природные территории (ООПТ), а также исторические памятники культуры и археологии, расположенные в Бурлинском районе, находятся за пределами территории реализации проектных решений по «Дополнению №3 к проекту закачки…».

Таким образом, намечаемые работы не окажут воздействия на состояние ООПТ и охраняемых историко-культурных памятников. Воздействие составит 0 баллов.

Образование и научно-техническая сфера

При реализации «Дополнения №3 к проекту закачки…» возрастет потребность в привлечении квалифицированного персонала. При осуществлении деятельности потребуются специалисты по инженерной геологии, экологии и проведению буровых работ. Наличие спроса в квалифицированном персонале стимулирует развитие образования, науки и технологий в нефтегазовой сфере, применение научно-прикладных разработок и научных исследований в региональных и областных научных центрах.

В настоящее время проектную документацию «Дополнение №3 к проекту закачки промышленных сточных вод КНГКМ в глубокозалегающие горизонты в части корректировки проектных показателей» разрабатывает ТОО «SED», на последующих стадиях проектирования будет участвовать большее количество казахстанских организаций.

На образование и научно-техническую сферу воздействие от реализации проектных решений будет следующее: *пространственный масштаб – локальный (2 балла), временной – постоянный (5 баллов), интенсивность воздействия – незначительная (1 балл). Интегральная оценка (8 баллов) – среднее положительное воздействие.*

На сферу образования и научно-техническую сферу *отрицательного* воздействия ***не ожидается****, интегральная оценка – (0 баллов).*

3.3. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ЭКОНОМИЧЕСКУЮ СРЕДУ

Экономический рост и развитие территории

Реализация «Дополнения №3 к проекту закачки…» приведет к экономическому росту региона. Проектом предусматривается максимальное использование местных товаров и услуг, предоставление дополнительного количества рабочих мест, что будет способствовать развитию экономики Казахстана.

Возросшая деловая активность в сопутствующих производствах и в секторе обслуживания приведет к увеличению доходов и налогов, выплачиваемых в госбюджет, а также к развитию новых секторов экономики и, соответственно, к дополнительным налоговым поступлениям. Дополнительные доходы будут использоваться для развития социальной и транспортной инфраструктуры области, что приведет к длительному, устойчивому экономическому развитию региона.

На экономическое развитие воздействие от реализации «Дополнения №3 к проекту закачки…» будет следующее: *пространственный масштаб – региональный (4 балла), временной – постоянный (5 баллов), интенсивность воздействия – слабая (2 балла). Интегральная оценка (11 баллов).* На экономическую сферу *отрицательного* воздействия при реализации проектных решений не ожидается, *интегральная оценка – (0 баллов).* В целом интегральная оценка воздействия на экономический рост и развитие территории составит – ***(11 баллов) и оценивается как положительное высокого уровня.***

Инвестиционная деятельность

Приток инвестиций и налоговых поступлений будет способствовать развитию как социальной, так и экономической сфер в регионе.

В целом, намечаемая деятельность положительно повлияет на степень развития региона, его привлекательность для инвестиций. Это будет способствовать ограниченному увеличению поступлений денежных средств в областные бюджеты, развитию системы пенсионного, социального обеспечения, образования, здравоохранения. Компания КПО Б.В. активно вовлечена в решение различных общественных проблем и реализацию социальных проектов в Западно-Казахстанской области.

На инвестиционную деятельность воздействие от реализации проектных решений будет следующее: *пространственный масштаб – местный (3 балла), временной – постоянный (5 баллов), интенсивность воздействия – слабая (2 балла). Интегральная оценка (10 баллов).* На инвестиционную деятельность *отрицательного* воздействия не ожидается, *интегральная оценка – (0 баллов).* В целом интегральная оценка воздействия на инвестиционную деятельность составит – ***(10 баллов) и оценивается как положительное среднего уровня.***

Сельское хозяйство и землепользование

Возможными воздействиями при изъятии земельных ресурсов могут являться:

- нарушение сложившихся методов землепользования и ведения хозяйственной деятельности для проживающего населения;
- потери продуктивных сельскохозяйственных земель;
- деградация земель от прокладки подъездных дорог, и другой сопутствующей инфраструктуры;
- временное нарушение эстетического характера ландшафта.

Земли полигонов закачки не используются в сельском хозяйстве. Воздействие проектных решений «Дополнения № 3 к проекту закачки…» не повлияет на изменения в повседневной

жизни местного населения. Никакого воздействия на сельское хозяйство и землепользование при закачке промышленных сточных вод на Полигонах № 1 и № 2 на территории существующей промзоны КНГКМ ***не ожидается***.

Результаты оценки воздействия на социально-экономическую сферу при реализации «Дополнения №3 к проекту закачки…» приведены в матрице результатов оценки воздействия и интегральной оценке воздействия (таблицы 3.3.1, 3.3.2).

Таблица 3.3.1 Матрица результатов оценки воздействий на социально-экономические условия

Отрицательное или положительное воздействие	Компонент среды	Категории воздействия, балл			Интегр. оценка, балл
		Пространств. масштаб	Временной масштаб	Интенсивн. воздействия	
Положительное	Здоровье	Локальный (2)	Постоянный (5)	Незначительная (1)	8
	Трудовая занятость	Локальный (2)	Постоянный (5)	Незначительная (1)	8
	Доходы и уровень жизни населения	Локальный (2)	Постоянный (5)	Незначительная (1)	8
	Рекреационные ресурсы	Нулевой (0)	Нулевой (0)	Нулевая (0)	0
	Особо охраняемые природные территории	Нулевой (0)	Нулевой (0)	Нулевая (0)	0
	Памятники истории и культуры	Нулевой (0)	Нулевой (0)	Нулевая (0)	0
	Образование и научно-техническая сфера	Локальный (2)	Постоянный (5)	Незначительная (1)	8
	Экономический рост и развитие территории	Региональный (4)	Постоянный (5)	Слабая (2)	11
	Инвестиционная деятельность	Местный (3)	Постоянный (5)	Слабая (2)	10
	Сельское хозяйство и землепользование	Нулевой (0)	Нулевой (0)	Нулевая (0)	0
Отрицательное	Здоровье	Точечный (-1)	Постоянный (-5)	Незначительная (-1)	-7
	Трудовая занятость	Нулевой (0)	Нулевой (0)	Нулевая (0)	0
	Доходы и уровень жизни населения	Нулевой (0)	Нулевой (0)	Нулевая (0)	0
	Рекреационные ресурсы	Нулевой (0)	Нулевой (0)	Нулевая (0)	0
	Особо охраняемые природные территории	Нулевой (0)	Нулевой (0)	Нулевая (0)	0
	Памятники истории и культуры	Нулевой (0)	Нулевой (0)	Нулевая (0)	0
	Образование и научно-техническая сфера	Нулевой (0)	Нулевой (0)	Нулевая (0)	0
	Экономический рост и развитие территории	Нулевой (0)	Нулевой (0)	Нулевая (0)	0
	Инвестиционная деятельность	Нулевой (0)	Нулевой (0)	Нулевая (0)	0
	Сельское хозяйство и землепользование	Нулевой (0)	Нулевой (0)	Нулевая (0)	0

Таблица 3.3.2 Интегральная оценка воздействия на социально-экономические условия

Компонент среды	Воздействие, балл		Итоговый балл	Интегральное воздействие
	Положительное	Отрицательное		
Здоровье	8	-7	1	Положительное низкого уровня
Трудовая занятость	8	0	8	Положительное среднего уровня
Доходы и уровень жизни населения	8	0	8	Положительное среднего уровня
Образование и научно-техническая сфера	8	0	8	Положительное среднего уровня
Экономический рост и развитие территории	11	0	11	Положительное высокого уровня
Инвестиционная деятельность	10	0	10	Положительное среднего уровня

Таким образом, при реализации проектных решений «Дополнения №3 к проекту закачки промышленных сточных вод КНГКМ в глубокозалегающие горизонты в части корректировки проектных показателей», положительное воздействие среднего уровня будет оказано на большую часть компонентов социально-экономической среды (трудовую занятость, доходы и уровень жизни населения, образование и научно-техническую сферу, инвестиционную деятельность). На здоровье будет оказано положительное воздействие низкого уровня. На экономический рост и развитие территории будет оказано положительное воздействие высокого уровня.

РАЗДЕЛ 4. ОЦЕНКА ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА КОМПОНЕНТЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

4.1. МЕТОДИКА ОЦЕНКИ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА КОМПОНЕНТЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ И ОЦЕНКА СУЩЕСТВЕННОСТИ ВОЗДЕЙСТВИЙ

Основной целью оценки воздействия является определение экологических изменений, которые могут возникнуть вследствие намечаемой деятельности и оценка значимости этих возможных изменений.

В настоящей работе для определения воздействия планируемых операций на окружающую среду за основу принят полуколичественный метод комплексной оценки воздействия в соответствии с принятыми в РК «Методическими указаниями по проведению оценки воздействия хозяйственной деятельности на ОС», № 270-П от 29.10.2010 г., утвержденные Министром охраны окружающей среды Республики Казахстан (Методические указания. МООС, 2010) [15].

Оценка воздействия выполняется по следующей схеме:

Выявление воздействий → Учет возможного снижения уровня воздействия и предотвращение некоторых негативных воздействий → Оценка значимости остаточных воздействий

Проведение оценки воздействия в разделе ООС основывается на совместном изучении следующих материалов:

- технических решений, заложенных в проектах;
- современного состояния окружающей среды района работ.

Оценка воздействия проводится для остаточного воздействия. Под остаточным воздействием подразумеваются воздействия, сохраняющиеся после принятия природоохранных мер.

При проведении оценки воздействия особое внимание уделяется наиболее ценным или уязвимым компонентам природной среды и выявлению воздействия на особо охраняемые территории.

В большинстве случаев при проведении оценки воздействия трудно определить количественное значение экологических изменений, поэтому предлагаемая методология является полуколичественной оценкой.

Значимость воздействий намечаемой деятельности оценивается по следующим параметрам:

- пространственный масштаб;
- временной масштаб;
- интенсивность.

Для компонентов природной среды методология определяет значимость каждого критерия, основанного на градации масштабов воздействия от 1 до 4 баллов. Каждый критерий разработан на основе практического опыта специалистов, полученного при выполнении аналогичных проектов и знания окружающей среды.

Значимость воздействия определяется исходя из величины интегральной оценки. В данной методике приняты три категории значимости воздействия (см. таблицу 4.1.1).

Категории (градации) значимости являются едиными для всех компонентов природной среды и для различных воздействий. Такой подход обеспечивает сопоставимость оценок воздействия и прозрачность процесса оценки воздействия на ОС.

Таблица 4.1.1 Градации значимости воздействий

Категории воздействия, балл			Интегральная оценка, балл	Категории значимости	
Пространственный масштаб	Временной масштаб	Интенсивность воздействия		Баллы	Значимость
Локальный 1	Кратковременный 1	Незначительная 1	1	1-8	Низкая
Ограниченный 2	Средней продолжительности 2	Слабая 2	8	9-27	Средняя
Местный 3	Продолжительный 3	Умеренная 3	27	28-64	Высокая
Региональный 4	Многолетний 4	Сильная 4	64		

Ниже (в таблице 4.1.2) представлены количественные характеристики критериев оценки, которые были приняты при разработке данной оценки воздействия на окружающую среду (Отчета о возможных воздействиях) к «Дополнению №3 к проекту закачки промышленных сточных вод Карачаганакского НГКМ в глубокозалегающие водоносные горизонты в части корректировки проектных показателей».

Таблица 4.1.2 Шкала масштабов воздействия и градация экологических последствий при проведении оценки воздействия на ОС

Масштаб воздействия (рейтинг относительного воздействия и нарушения)	Показатели воздействия и ранжирование потенциальных нарушений
Пространственный масштаб воздействия	
Локальный (1)	площадь воздействия до 1 км^2 для площадных объектов или в границах зоны отчуждения для линейных, но на удалении 10-100 м от линейного объекта
Ограниченный (2)	площадь воздействия до 10 км^2 для площадных объектов или на удалении 100-1000 м от линейного объекта
Местный (3)	площадь воздействия в пределах 10-100 км^2 для площадных объектов или 1-10 км от линейного объекта
Региональный (4)	площадь воздействия более 100 км^2 для площадных объектов или более 10 км от линейного объекта
Временной масштаб воздействия	
Кратковременный (1)	до 6-и месяцев
Средней продолжительности (2)	от 6-и месяцев до 1-го года
Продолжительный (3)	от 1-го года до 3-х лет
Многолетний (4)	продолжительность воздействия более 3-х лет
Интенсивность воздействия (обратимость изменения)	
Незначительная (1)	Изменения в природной среде не превышают существующие пределы природной изменчивости;
Слабая (2)	Изменения в природной среде превышают пределы природной изменчивости, природная среда полностью самовосстанавливается;
Умеренная (3)	Изменения в природной среде, превышающие пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов природной среды. Природная среда сохраняет способность к самовосстановлению;
Сильная (4)	Изменения в природной среде приводят к значительным нарушениям компонентов природной среды и/или экосистемы. Отдельные компоненты природной среды теряют способность к самовосстановлению (это утверждение не относится к атмосферному воздуху).

Масштаб воздействия (рейтинг относительного воздействия и нарушения)	Показатели воздействия и ранжирование потенциальных нарушений
Интегральная оценка воздействия (суммарная значимость воздействия)	
Низкая (1-8)	Последствия испытываются, но величина воздействия достаточно низка (при смягчении или без смягчения), а также находится в пределах допустимых стандартов или рецепторы имеют низкую чувствительность / ценность
Средняя (9-27)	Интенсивность воздействия имеет широкий диапазон, начиная от порогового значения, ниже которого воздействие является низким, до уровня, почти нарушающего узаконенный предел
Высокая (28-64)	Превышены допустимые пределы интенсивности нагрузки на компонент природной среды или, когда отмечаются воздействия большого масштаба, особенно в отношении ценных / чувствительных ресурсов.

Результаты комплексной оценки воздействия планируемых работ на окружающую среду в штатном режиме представляются в табличной форме в порядке их планирования. Для каждого этапа проектных работ определяются основные технологические процессы. Для каждого процесса определяются источники и факторы воздействия. С учетом природоохранных мер по уменьшению воздействия определяются ожидаемые последствия на ту или иную природную среду и этим воздействиям дается интегральная оценка. В результате получается матрица, в которой в горизонтальных графах дается перечень источников и видов воздействия для данного компонента среды, а в вертикальных – категории воздействия с баллами. На пересечении этих граф выставляется показатель интегральной оценки (т.е. высокий, средний, низкий). Такая матрица дает наглядное представление о прогнозируемых воздействиях на компоненты окружающей среды. По результатам выявленных уровней значимости воздействия эксперт может дать интегральную оценку воздействия на конкретный компонент природной среды.

Согласно требованиям Экологического кодекса РК и Инструкции по организации и проведению экологической оценки на стадии Заявления о намечаемой деятельности проведено выявление возможных существенных воздействий намечаемой деятельности по «Дополнению № 3 к Проекту закачки…» на компоненты социально-экономической и окружающей среды.

В процессе оценки воздействия на окружающую среду при подготовке Отчета о возможных воздействиях проведено подробное изучение и описание возможных существенных воздействий. Все воздействия, оказываемые на компоненты окружающей природной и социальной среды при осуществлении планируемой деятельности в штатном режиме, будут не существенными.

Подробное описание воздействий на компоненты природной среды (атмосферный воздух, поверхностные воды, геологическую среду, подземные воды, почвенный и растительный покров, животный мир, а также воздействие водохозяйственной деятельности, отходов производства и потребления, физических факторов) представлено далее.

4.2. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ

Качество атмосферного воздуха, как одного из основных компонентов природной среды, является важным аспектом при оценке воздействия проектируемого объекта на окружающую среду и здоровье населения.

Загрязненность атмосферного воздуха химическими веществами может влиять на состояние здоровья населения, на животный и растительный мир прилегающей территории. Воздействие на атмосферный воздух намечаемой деятельности оценивается с позиции соответствия законодательным и нормативным требованиям, предъявляемым к качеству воздуха, а также с использованием методологии, описанной в Разделе 4.1.

Процедура оценки воздействия на атмосферный воздух определяется в соответствии с требованиями Экологического Кодекса РК от 02 января 2021 г. № 400-VI ЗРК *(с изменениями и дополнениями 27.12.2021 г.)* и Инструкции по организации и проведению экологической оценки, утвержденной Приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов РК от 30 июля 2021 года № 280.

ОВОС проводится на базе использования имеющихся фондовых и специализированных научных материалов, проектов-аналогов, а также на базе анализа вариантов технических решений.

ОВОС содержит информацию об ожидаемых видах, характеристиках и количестве эмиссий в окружающую среду, иных негативных антропогенных воздействиях на окружающую среду, связанных со строительством и эксплуатацией объектов для осуществления рассматриваемой деятельности, включая воздействие на атмосферный воздух.

В качестве критерия для оценки уровня загрязнения атмосферного воздуха, до утверждения экологических нормативов качества (ЭНК), применялись значения максимально разовых предельно допустимых концентраций веществ в атмосферном воздухе для населенных мест ($ПДК_{мр}$) и ориентировочно безопасных уровней воздействия (ОБУВ). Значения ПДК и ОБУВ приняты на основании утвержденных «Гигиенических нормативов к атмосферному воздуху в городских и сельских населенных пунктах» (Приказ МНЭ РК № 168 от 28 февраля 2015 года).

Для группы веществ, обладающих при совместном присутствии суммирующим эффектом, определена безразмерная концентрация, q:

$$q = C_1/ПДК_1 + C_2/ПДК_2.$$

Согласно санитарным нормам РК на границе санитарно-защитной зоны и в жилых районах приземная концентрация ЗВ не должна превышать 1 $ПДК_{мр}$ или 0,8 $ПДК_{мр}$ – условие для территорий с повышенными требованиями к охране атмосферного воздуха согласно п. 72 Приложения № 12 к приказу МОСиВР РК от 12.06.2014 г. №221–ө (ОНД-86).

4.2.1. Характеристика предприятия как источника загрязнения атмосферного воздуха

Для расчетов объемов выбросов загрязняющих веществ в атмосферу использовались параметры стационарных и передвижных источников, виды и объемы работ, количество оборудования и техники, определенные на основании принятых проектных решений, а также графика планируемых работ.

В рамках разработанного «Дополнения №3 к Проекту закачки промышленных сточных вод Карачаганакского НГКМ в глубокозалегающие водоносные горизонты в части корректировки проектных показателей» были рассмотрены только объекты, расположенные на Полигоне 2:

- Капитальный ремонт скважин (КРС), в процессе проведения, которого планируется перфорация отдельных участков РП-6 и РП-7;
- В рамках КРС на скв. РП-6 и РП-7 проведение гидроразрыва пластов;
- Проведение КРС для перевода скважины 9835 из добывающего фонда в нагнетательный;
- Строительство (бурение) 1-й нагнетательной скважины РП-9 и 1-й наблюдательной Г-9 (по аналогу «Групповой технический проект на строительство вертикальных контрольно-наблюдательных и нагнетательных скважин РП-8, РП-9, РП-10, РП-11 на месторождении Карачаганак») (Заключение ГЭЭ № 1778 от 14.10.2010 г.).

Представленные виды работ будут осуществляться в зависимости от результатов по закачке объемов после планируемых модернизаций на КПК. В качестве основного варианта по соблюдению требований по закачке рассматривается:

- Вариант 1 - КРС+ГРП скважин РП-6 и РП-7, в последующие годы по Дополнению №3 другие работы не предусматриваются.

В случае недостаточности приемистости выше обозначенных скважин, по Дополнению №3, рассматриваются два подварианта:

- Подвариант 2а - КРС+ГРП скважин РП-6 и РП-7, КРС скв. 9835, бурение наблюдательной скв.Г-9, в последующие годы кислотные обработки скв. 9835 и мониторинг скв. Г-9;
- Подвариант 2б - КРС+ГРП скважин РП-6 и РП-7, бурение нагнетательной скв. РП-9, бурение наблюдательной скв. Г-9, в последующие годы кислотные обработки скв. РП-9 и мониторинг скв. Г-9.

Обзорная карта расположения месторождения Карачаганак и полигонов закачки приведена на рис. 1.1.2, Раздел 1.1.

Оценка воздействия планируемых работ сделана по 3-м вариантам. Виды работ, рассматриваемые в данном подразделе и график производства работ представлен в таблице 4.2.1.1.

Таблица 4.2.1.1 Ориентировочный график производства работ по вариантам

	Вариант 1			
Скважина	**РП-6**		**РП-7**	
Виды работ	**КРС перфорация с БУ, гидроразрыв**		**КРС перфорация с БУ, гидроразрыв**	
Тип БУ	ZJ-20 & ПАП 60/80		ZJ-20 & ПАП 60/80	
Год проведения работ	2023		2024	
Время переезда, дней	10 (120ч) 12		10 (120ч) 12	
Время работы оборудования	64 дня		64 дня	
	Подвариант 2а			
Скважина	**РП-6**	**РП-7**	**Скв.9835**	**Г-9**
Виды работ	**КРС перфорация с БУ, гидроразрыв**	**КРС перфорация с БУ, гидроразрыв**	**КРС перфорация с БУ**	**Бурение БУ**
Тип БУ	ZJ-20 & ПАП 60/80	ZJ-20 & ПАП 60/80	ZJ-20, A-50	ПАП 60/80&A 50
Год проведения работ	2023	2024	2025	2025
Время переезда, часов	10 (120ч) 12	10 (120ч) 12	120 12	10
Время работы оборудования	64 дня	64 дня	48,5 дня	13,5 дней

	Подвариант 2б			
Скважина	**РП-6**	**РП-7**	**РП-9**	**Г-9**
Виды работ	**КРС перфорация с БУ, гидроразрыв**	**КРС перфорация с БУ, гидроразрыв**	**Бурение Испытания**	**Бурение БУ**
Тип БУ	ZJ-20 & ПАП 60/80	ZJ-20 & ПАП 60/80	RIG-216, Б/У А-50	ПАП 60/80&А 50
Год проведения работ	2023	2024	2025	2025
Время переезда, часов	10 (120ч) 12	10 (120ч) 12	240	10
Время работы оборудования	64 дня	64 дня	67,5дней	13,5 дней

Идентичные работы, планируемые на какой-либо год, будут проводиться последовательно, одним и тем же набором оборудования и в зависимости от специфики работ будет привлекаться дополнительные технические средства.

По проектным решениям дополнения №3, помимо перечисленных в таблице работ на Полигоне № 2 ежегодно будут проводиться:

- по варианту 1 другие работы не предусматриваются;
- по подварианту 2а с 2026 г. ежегодно по 2 кислотные обработки нагнетательной скв. 9835;
- по подварианту 2б с 2026 г. ежегодно по 2 кислотные обработки нагнетательной скв. РП-9.

С 2026 года на наблюдательной скважине Г-9 замеры уровня, компрессирование и отбор проб воды будет проводиться большегрузным авто (Б/У А-50 с двигателем ЯМЗ 238ДЕ2 мощностью 100 кВт, а также использоваться компрессор УКС-400 ЯМЗ-236 мощностью 180 кВт) в течение 1 суток. В год 96 часов.

Кислотная обработка на скв. РП-9 проводится с использованием дизельного канатного подъемника типа «LandLine D» на базе MAN TGS 33.400 6x4 BBS-WW с двигателем мощностью 294 кВт и КамАЗ 5320 бойлеры мощностью 500 кВт. Работы ориентировочно будут проводиться в течение 5 суток, при этом коэффициент использования техники составит 0,5.

Согласно проектным решениям основного проекта «Проект закачки промышленных сточных вод Карачаганакского НГКМ в глубокозалегающие водоносные горизонты» 2008 г. и дополнений, внесенных авторским надзором также будут проводиться:

- в период с 2026 г. по 2037 г. в зависимости от производственной необходимости, на 3 нагнетательных скважинах Полигонов №1 и №2 будут проведены КРС;
- в период с 2025 г. по 2037 г. на нагнетательных скважинах Полигонов №1 и№2 ежегодно планируется проведение 10 кислотных обработок, осреднённо в течение 5 дней на каждой;
- в период с 2025 г. по 2037 г. на скважинах Полигонов №1 и №2, 4 раза в год, в зависимости от глубины скважины, будет проводиться мониторинг с разным набором задач: 60 раз в год замеры уровня, давления, температуры и шаблонирование, 44 раза в год отбор проб воды и 40 раз в год компрессирование. Мониторинг скважины, на которой проводится весь набор наблюдений будет проходить в течение 3 дней, согласно типовой программе проведения компрессирования (на 10 скважинах). На 5 скважинах работы будут проводиться по сокращенной программе в течение 1 суток.

Так как для каждого вида работ объемы, продолжительность и интенсивность работ будут различными, то, и количество выбросов в атмосферу, и уровень загрязнения атмосферы будут иметь различные значения.

Полигон № 2

КРС

На Полигоне № 2 в настоящее время эксплуатируется пять нагнетательных скважины (РП-4, РП-5, РП-6, РП-7, РП-8). Закачка производится в триасовый водоносный горизонт в основном в резервуар III, а с конца 2017 г. и в резервуар II скважины РП-8.

Карта-схема расположения существующих скважин на Полигоне № 2 месторождения Карачаганак приведена на рис. 2.5.1.2 (раздел 2.5.1).

Ранее скважины перфорированы в интервалах триаса: РП-4 на 219 м, РП-5 – 111 м, РП-6 – 196 м, РП-7 – 209 м и РП-8 – 307 м, но не являются полностью рабочими.

По в Дополнению №2 в настоящий момент выполнены КРС + ГРП скважин РП-4 и РП-5.

С целью увеличения приемистости нагнетательных скважин по Дополнению №3 величина возможной дополнительной перфорации по резервуару II (РП-6, РП-7) может составить порядка 237 м, резервуару III – примерно 84,9 м.

Перечень основных операций, проводимых по КРС, дополнительных перфораций и ГРП для скважин Полигона №2:

Мобилизация буровой установки	10
Технологические операции в скважинах	14
Интенсификация притока (перфорация и гидравлический разрыв пласта) и разбуривание композитной мостовой пробки (СРВ)	33
Заканчивание	7
ИТОГО:	**64**

Подробный перечень работ представлен в Разделе 2.8.

В зависимости от перечня планируемых работ и устройства скважины капитальный ремонт может проводится разными техническими средствами.

На скв. РП-6, скв.РП-7 КРС предполагается проводить поэтапно:

Первоначально буровой установкой JZ-20 будут проведены:

- Проверка давления на устье скважины;
- Демонтаж фонтанной арматуры, установка противовыбросового оборудования (ПВО), опрессовка ПВО;
- Извлечение эксплуатационного оборудования. Подъем заканчивающей компоновки;
- Сборка и проход КНБК для проработки скважины;
- Промывка устья скважины и полости ПВО;
- Сборка каротажного оборудования Шлюмберже. Каротаж обсадной колонны;
- Установка средств герметизации скважины;
- Операции по смене ПВО и оборудования устья скважины.
- Извлечение средств герметизации скважины.

Затем буровая установка JZ-20 демонтируется.

На втором этапе для интенсификации притока будет проведена перфорация, гидравлический разрыв пласта (ГРП) и затем разбуривание композитной мостовой пробки (СРВ).

На этом этапе проводятся:

- Установка композитной мостовой пробки (СВР);

- Опрессовка обсадной колонны по ступеням;
- Перфорация зоны стимулирования притока;
- Установка колонны ГРП;
- Монтаж наземных трубопроводов высокого давления;
- Температурный каротаж;
- Сборка колонны инструментов MPLT. Электрический каротаж;
- Гидравлический разрыв пласта;
- Извлечение колонны ГРП;
- Выбуривание композитной мостовой пробки и замена затрубного клапана.

Каждая обозначенная операция будет проводиться при индивидуальном наборе оборудования:

- Операции каротажа вместе с перфорацией осуществляются канатным подъемником LandLine D на базе автомобиля MAN TGS 33.400 6x4 BBS-WW;
- ГРП – специальным комплексом оборудования;
- СРВ – повторно монтируется буровая установка ZJ-20.

На третьем этапе проводится откачка эрлифтом для очистки скважины и подъёма подземной воды на поверхность.

По завершению откачки эрлифтом скважин проводится кислотная обработка перфорированных интервалов.

Затем установка ZJ-20 демонтируется.

Вместо буровая установка ZJ-20 может быть использована установка ПАП 60/80.

В состав *буровой установки ZJ-20* компании АО «КазБурГаз» входят дизельный двигатель CAT-15 мощностью 350 кВт для обеспечения работы буровой лебедки, два дизельных двигателя мощностью по 882 кВт для буровых насосов модели SL3NB-800, дизельная установка CAT-18 мощностью 522кВт, ДЭС-224 – мощностью 224 кВт с двигателем CAT-9. Фонд рабочего времени буровой установки ZJ-20 на скв. РП-6 (РП-7) на первом этапе составит 14 дней на втором 21 день с разным коэффициентом загрузки оборудования. В течение 120 часов БУ в переезде. В комплект входит осветительная мачта Atlas Copco HiLight V4 дв. Kubota с ДЭС мощностью 15 кВт.

Для доставки оборудования и материалов будет задействован автотранспорт.

Дизельный двигатель Подъемника LandLine D установлен на базе автомобиля MAN TGS 33.400 6x4 BBS-WW мощность 294 кВт при 2600 об/мин. Топливо подается из емкости объемом 350 л. Фонд рабочего времени подъемника при КРС на скв. РП-6 (ПР-7) составит 7 дней (при 24-х часовом рабочем дне) – 134 часа с учетом коэффициента загрузки, в течение 10 часов подъемник в переезде.

ГРП. во время проведения КРС, в дополнительное время в течении пяти суток предполагается проведение операции гидроразрыва в пластах Резервуаров II и III проппантом для увеличения его приемистости.

Проппант – предполагаемая жидкость для гидроразрыва представляет собой инертную солеустойчивую смесь на водной основе, состоящую из очищенного гуарового гелеобразующего агента, скрепленного боратным сшивателем.

Одной из промежуточных операций гидроразрыва, будет заполнение колонны 15% соляной кислотой в объеме 1,5 м^3.

Для проведения гидравлического разрыва пласта применяется комплекс оборудования, состоящий из: насосных и пескосмесительных установок, автоцистерн, арматуры устья скважин, блока манифольда, пакера и якоря.

При осуществлении гидроразрыва пластов все оборудование комплекса смонтировано на шасси грузовых двух -трехосных автомобилей.

В составе комплекса оборудования входит смесительная установка FB4K. Эта установка предназначена для:

- непрерывного приготовления технологических жидкостей и смесей на основе инертного твердого, сыпучего компонента пропанта и химреагентов;
- последующей подачи приготовленных жидкостей и растворов к насосным установкам.

Смесительная установка FB4K смонтировано на шасси трехосного автомобиля с силовой установкой CAT-C32 мощностью 425 л.с., с расходом топлива 78 л/час.

Четыре насосные установки (HQ-2000 Grizzly) смонтированы на шасси грузового трёхосного автомобиля четырьмя силовыми установками общей мощностью 2250 л.с., с расходом топлива 200 л/час на каждый.

Установка для подачи пропанта на базе тягача Peterbilt предназначена для транспортирования и подачи его к насосным агрегатам. Силовую установку CUMMINS QSB6.7 мощностью 425 л.с., с расходом топлива 100 л/час.

Модуль управления (TCC 5000) снабжен силовой установкой мощностью 25 кВт, с часовым расходом топлива 7 л/час.

В состав оборудования так же входят:

- затрубный насос (Twin Panther), который работает от силовой установки CAT-3412E мощностью 500 л.с. с расходом топлива 200 л/час;
- нагнетательная установка (SUS-235) HES-DUNCAN-MFG с тремя центробежными насосами от силовой установки мощностью 200 л.с. с расходом топлива 30 л/час;
- генератор мощностью 64 кВт с расходом топлива 25 л/час;
- парогенератор с теплообменником Dutchoffshore с расходом топлива 50 л/час.

Все установки будут работать одновременно по 3 часа на стадию (15 часов на 5 стадий).

Транспортировка емкостей и оборудования будет проводится четырьмя тягачами типа Peterbilt, мощностью 565 л.с. с Базы Аксай Оперейтинг г. Аксай. Максимальная скорость 60 км/ч.

Агрегат ПАП 60/80 компании АО «КазБурГаз» укомплектован дизельной установкой ЯМЗ-238, мощностью 220 кВт, двумя приводами G12V190 буровых насосов SL3NB-1300 мощностью по 800 кВт, компрессором СД-100 мощностью 100 кВт, КамА35320 бойлеры, УГБ-ямобур на базе Газ 66 и др. спецтехника. В комплект входят 4 осветительные мачты РСА POWER 4000MLT с ДЭС мощностью 8,25 кВт.

Источниками выбросов загрязняющих веществ в атмосферу *при проведении КРС на скважинах* будут:

- *стационарные организованные источники:* выхлопные трубы дизельных двигателей БУ, ДЭС, дымовые труба бойлеров;
- *стационарные неорганизованные источники:* неплотности технологического оборудования, поверхности емкостей.

Передвижными источниками выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при проведении КРС будут ДВС автотранспорта и спецтехники различного назначения при маневрировании на площадке при проведении КРС на скважинах, а также при движении к месту проведения работ и обратно.

Количество транспорта будет меняться в зависимости от стадии выполнения работ. Ориентировочное количество техники и оборудования, задействованного при проведении КРС приведено в Книге 2, Приложение 23.

В таблице 4.2.1.1 указаны периоды и виды КРС.

Перевод скв. 9835 из ликвидированных в нагнетательные

В 2020 году из-за невозможности проведения работ по капитальному ремонту в скважине 9835 вследствие смятия колонны НКТ было принято решение о ликвидации скважины ее с оставлением в ней подземного оборудования.

Целью КРС на скв. 9835 является извлечение старого подземного оборудования и заканчивания как нагнетательной в Триасовый горизонт коллекторов III и II.

Перечень основных операций, проводимых при переводе скважины 9835 на Полигоне №2:

Мобилизация буровой установки	10
Технологические операции в скважине	20
Интенсификация притока (перфорация)	7
Компрессирование (очистка скважины и пробное одиночное нагнетание)	11,5
ИТОГО:	**48,5**

Расположение ликвидированной скв. 9835 представлено на рисунке 4.2.1.1.

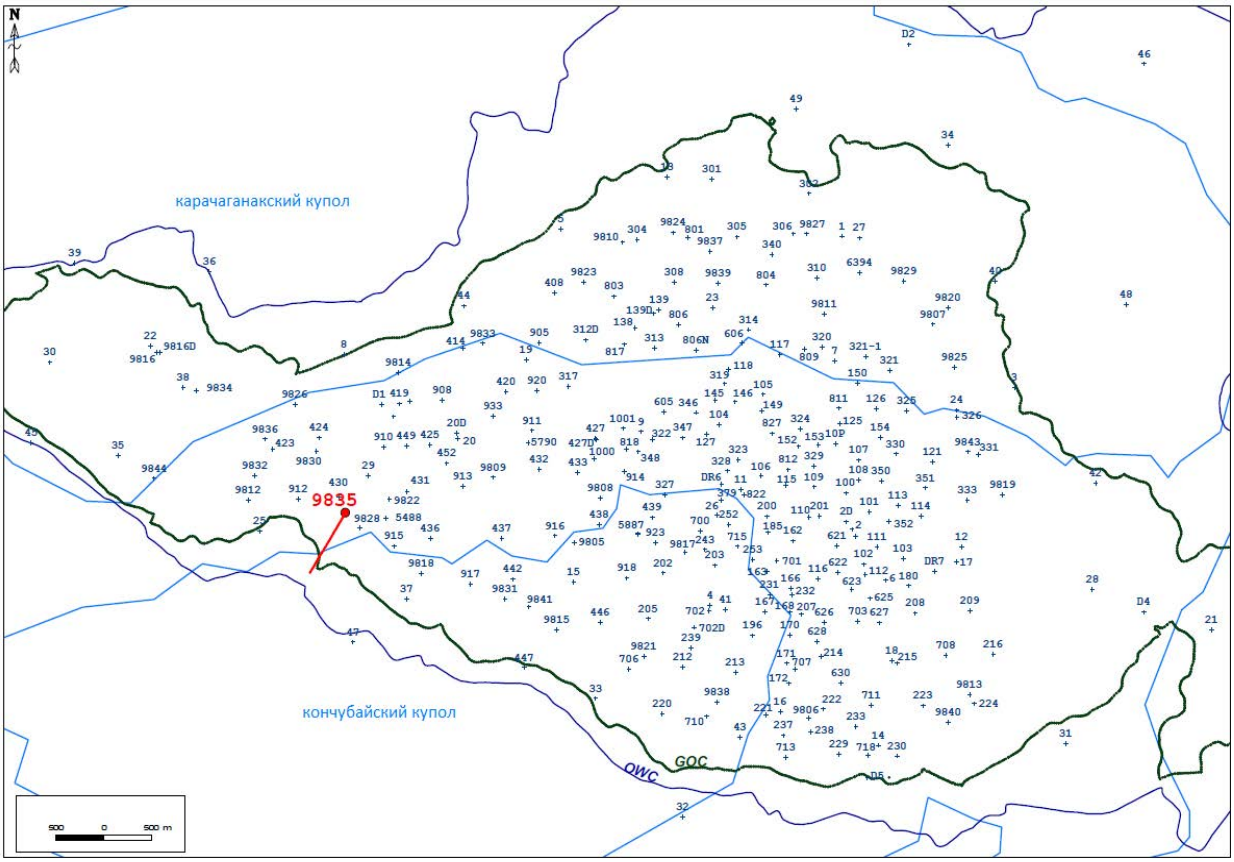


Рисунок 4.2.1.1. Карта-схема расположения существующих скважин на месторождения Карачаганак, с указанием местоположения скв. 9835

Учитывая проведение работ по капитальному ремонту в скважинах, предназначенных для утилизации и захоронения промышленных сточных вод на Полигоне №2, будет использовано то же оборудование, что и при КРС скв. РП-6 и РП-7, а именно: установка ZJ-20 компании АО «КазБурГаз», канатный подъемник LandLine D на базе автомобиля MAN TGS 33.400 6x4 BBS-WW для каротажа и перфорации скважины 205м в горизонте III и 60 м в горизонте II. Далее по аналогии с нагнетательными скважинами Полигона №2 будет проведена интенсификация притока и соляно-кислотная обработка.

Типовая программа проведения компрессирования (очистка скважины и пробная одиночная откачка) при испытании (освоении) объектов в эксплуатационной колонне представлена в Разделе 2.8.

Характеристики буровой установки ZJ-20, канатного подъемника LandLine D на базе автомобиля MAN TGS 33.400 6x4 BBS-WW и - специальный комплекс оборудования для проведения ГРП представлены выше.

При проведении компрессирования использован агрегат А-50, компрессор СД-100, комплект НКТ ø 33.4 мм, КамАЗ-бойлеры, УГБ-ямобур и др. спецтехника.

При переводе скважины в нагнетательную будут проведены цементировочные операции с помощью цементировочного оборудования: BJ Pacemaker Model 35-8-5 (1 ед.) мощностью 490 кВт, установки опрессовки АН -700 (BJ Pacemaker Model 35-8-5, смесительной машины СМН-20, мощностью 294 кВт. При этом, компоненты будут доставлять цементовозы BJ 600ST объемом 17 м^3 (2 шт.) и автоцистерны АЦН-20 (2 ед.).

Ориентировочное количество техники и оборудования, задействованного при проведении перевода скв. 9835 из ликвидированной в нагнетательную приведено в Книге 2, Приложение 23.

Бурение скважин

За основу проектных решений по бурению скважины, предлагаемых настоящим проектом, взят «Групповой технический проект на строительство вертикальных контрольно-наблюдательных и нагнетательных скважин РП-8, РП-9, РП-10, РП-11 на месторождении Карачаганак» (2010 г.)

При строительстве скважины РП-9 глубиной 2650 м планируется вскрыть весь триасовый и татарский коллекторы для любых будущих целей (мониторинг или нагнетание). Проектируемая скважина позволит получить уточненные геологические данные, весь набор каротажных данных, обеспечить дополнительные возможности закачки сточных вод для предотвращения производственных потерь.

После успешного бурения скважины РП-9 для проведения мониторинга и контроля по закачке промстоков в районе Полигона № 2 предусмотрено бурение контрольно-наблюдательной скважины Г-9 на водоносный горизонт верхнего плиоцена глубиной 60-70 м.

В соответствии с задачами проектируемых работ, основными производственными операциями (этапами) при строительстве скважины являются:

- строительно-монтажные работы на буровой площадке (СМР);
- подготовительные работы к бурению;
- бурение и крепление скважины;
- опробование в эксплуатационной колонне;
- демонтаж буровой.

По завершению испытаний на скважине проводится демонтаж буровой и рекультивация земель. Объем работ по рекультивации определяется отдельным проектом рекультивации земель.

Строительство скважин планируется осуществить в 2025 г.

Буровые установки будут оснащены современным основным и вспомогательным буровым оборудованием, средствами механизации, автоматизации и контроля технологических процессов, удовлетворять требованиям техники безопасности и противопожарной безопасности, требованиям охраны окружающей природной среды.

Для пребывания основных исполнителей в период строительства скважин будет организован *передвижной вахтовый лагерь*, укомплектованный помещениями различного назначения, выполненными в виде передвижных вагончиков. После окончания строительства скважины планируется демонтаж объектов лагеря и транспортировка вагонов лагеря на место последующего строительства или хранения.

Вахтовый лагерь предполагается расположить так, чтобы обеспечить здоровье и гигиену при минимальном загрязнении окружающей среды. Расположение рядов вагонов будет выбрано с учетом господствующего направления ветра, на пожаробезопасном расстоянии друг от друга.

По воздействию на воздушный бассейн проектируемые работы разделяются на две группы:

- воздействие строительно-монтажных работ, включая периоды общеплощадочных и подготовительных работ, монтажа и демонтажа оборудования буровой площадки;
- воздействие работ по бурению, креплению и испытанию скважины при эксплуатации буровой установки.

Выполнение планируемых работ будет сопровождаться выбросами в атмосферный воздух загрязняющих веществ от временных стационарных (организованных и неорганизованных) и передвижных источников.

Строительство скважин

РП-9. Конструкция скважины РП-9 установлена согласно заданию Заказчика. Предусмотрены испытания 2-х объектов.

Карта-схема расположения проектируемой РП-9 и существующих скважины на Полигоне № 2 месторождения Карачаганак приведена на рис. 2.8.3.1 (раздел 2.8.3).

Продолжительность проведения проектируемых работ на скважине составит:

Продолжительность цикла строительства скважины, сут.	*67,5*
в том числе:	
– строительно-монтажные работы и подготовительные работы	12
– бурение и крепление	44
– испытания в эксплуатационной колонне	11,5

Испытания каждого объекта на скважине планируется в течение 5 дней.

В соответствии со СНиП 459-74 площадка буровой установки типа RIG-216 занимает площадь 3,5 га, в том числе вахтовый лагерь для буровиков 0,28 га, обустраивается согласно экологическим требованиям и обваловывается по периметру. Заезд транспорта на буровую осуществляется по утвержденному маршруту Заказчика.

При строительно-монтажных работах (СМР) производятся общеплощадочные работы, монтаж комплекса, вышкомонтажные работы, монтаж коммуникаций, вспомогательного оборудования.

В период СМР будет задействована следующая автотехника:

- экскаватор;
- КамАЗ самосвал;
- бульдозер;
- автокран 25 т Урал;
- цементировочный агрегат ЦА-320 на базе Урал;
- цементно-смесительная машина BJ-600 ST (1 ед.);
- автоцистерна AWY-20;
- грейдер;
- автокран Краз;
- грузовая а/м для перевозки оборудования (КамАЗ) – 1 ед.;
- грузовая УАЗ;
- вахтовая ГАЗ-66;
- поливомоечная машина ПМ-130Б;
- автоцистерна для воды (Камаз и Урал) – 1 шт.

Для производства сварочных и резательных работ предусмотрены сварочное оборудование электродуговой сварки и оборудование для резки металла с использование пропан-бутановой смеси.

В качестве источника электроснабжения в период СМР на буровой площадке предусматривается установка дизельных электростанций с дизельными генераторами различной мощности: ДЭС Caterpillar D-3412 – 300 кВт и дизельный генератор осветительного агрегата TEREX / AMIDA AL-4000 мощностью 160 кВт.

В вахтовом городке устанавливается ДЭС, мощностью 120 кВт (1 рабочий, 1 резервный).

Проектом предусматривается покраска части устанавливаемого бурового оборудования и металлоконструкций.

Заправка строительной техники (экскаватора, бульдозера, грейдера, ДЭС) будет осуществляться топливозаправщиком (типа Урал).

По окончании проектируемых работ демонтируются и вывозятся для повторного использования оборудование и монолитные бетонные фундаменты, после чего осуществляются планировочные работы, включенные в состав технического этапа *рекультивации*. Биологическая рекультивация, направленная на восстановление плодородного слоя почв и использование их в хозяйстве, может быть произведена основным землепользователем, с выделением ему соответствующих средств для этой цели.

Все необходимые природоохранные мероприятия, связанные с рекультивацией нарушенных земель, будут проведены по отдельному плану, составленному в соответствии с действующими СТ РК 17.0.0.05-2002 «Охрана природы. Открытые горные работы. Земли. Рекультивация нарушенных земель».

Бурение и крепление скважины

Бурение проектируемой скважины РП-9 глубиной 2650 м планируется буровой установкой Rig-216 на дизель-электрическом приводе, с достаточным уровнем механизации работ. Основное оборудование скомпоновано крупными блоками. Крупные блоки с оборудованием устанавливаются на железобетонные плиты (фундамент) многократного использования.

Буровая установка имеют рациональную конструкцию и соответствуют требованиям перевозки автомобильным и железнодорожным транспортом.

Бурение скважин производится путем разрушения горных пород на забое скважины породоразрушающим инструментом (долотом) с транспортировкой (промывкой) выбуренной породы на земную поверхность химически обработанным буровым раствором. Тип бурового раствора и его рецептура подобраны, исходя из горно-геологических условий ствола скважин, а также их наименьшего, отрицательного воздействия на атмосферу, почвы и подземные воды.

Предусмотрены два типа бурового раствора:

- на углеводородной основе используется Lamix 30 (базовое масло) (дисперсионная фаза – 75%);
- полимерный ингибированный буровой раствор на водной основе.

Предусмотренные проектом основные параметры бурового раствора и расход его компонентов приняты по аналогу («Групповой технический проект на строительство вертикальных контрольно-наблюдательных и нагнетательных скважин РП-8, РП-9, РП-10, РП-11 на месторождении Карачаганак»).

Состав и количественные характеристики бурового раствора будут рассмотрены в техническом проекте на строительство скважины.

На площадке буровой устанавливаются технологические емкости для приготовления бурового растворов, хранения бурового шлама.

Буровой раствор готовится и обрабатывается химреагентами в блоке приготовления. Из блока приготовления буровой раствор поступает в циркуляционную систему.

Промывка скважин производится по замкнутой циркуляционной системе: скважина металлические желоба – блок очистки – приемные емкости – насос буровой – манифольд (труба) – скважина.

Во время бурения каротажные работы на скважине будут проведены канатным подъемником типа «LandLine D» на базе автомобиля MAN TGS 33.400 6x4 BBS-WW, в течение 5 дней.

Исходя из горно-геологических условий, после определенных этапов работ, а именно, обвязки устья скважины с циркуляционной системой, спуска кондуктора, спусков промежуточной и эксплуатационной колонн, проводится цементирование колонн до устья. Расход материалов для цементирования составит 140 тонн.

Цементировочные операции производятся с помощью цементировочного оборудования. Потребность в цементировочной технике для скв. РП-9 составит BJ Pacemaker Model 35-8-5 (1 ед.) мощностью 490 кВт в течение 100 часов. При этом компоненты будут доставлять цементовозы BJ 600ST объемом 17 м^3 (2 шт.) и автоцистерны АЦН-20 (2 ед.).

Силовым приводом буровой установки Rig-216 являются, четыре дизельных двигателя Caterpillar 3512 DITA мощностью по 1195 л.с. и четыре электрогенератора Kato SR4B. Они

обслуживают приводы лебедки OIME SL-2000, ротора B-37 ½'' и буровых насосов Continental Emsco – 1600. Кроме этого, дизельные двигатели Caterpillar 3512 DITA используются для насосов смешивания бурового раствора 6 х 8 типа Mission Magnum и для подпорного центробежного насоса.

В качестве источника электроснабжения в период бурения проектом предусматривается установка дизельной электростанции Caterpillar D-3412 с дизельным агрегатом мощностью 300 кВт и осветительный агрегат TEREX / AMIDA AL-4000 – 160 кВт.

Энергоблок буровой установки оборудован необходимыми средствами, обеспечивающими автоматизацию процесса пуска и останова, дистанционное управление.

Топливо для дизельных генераторов подается по трубопроводам насосами со склада ГСМ.

На территории склада ГСМ будет расположена топливо-масло установка, в составе которой:

- топливный блок, включая топливный и расходный баки V = 5 м^3 каждый, оборудованные дыхательными клапанами СМДК-50, насосы перекачки топлива – 2 шт.;
- масляный блок, включая баки машинного и дизельного масел V = 5 м^3 каждый, оборудованные дыхательными клапанами СМДК-50, насосы подачи масла – 2 шт., бак отработанного масла V = 2 м^3.

В вахтовом городке устанавливается ДЭС, мощностью 120 кВт (1 рабочий, 1 резервный). Для отопления предусмотрен паровой котел в контейнере промыслового типа на базе а/м (оснащен паровым котлом с системой выхлопа, цистерной для воды, топливной системой питания котла). Максимальный часовой расход топлива 43,0 кг/час.

Испытание скважины

В проектной скважине планируется:

- выполнение замеров пластового давления для оценки проницаемости пород;
- изучение коллекторских свойств пласта путем вторичного вскрытия пласта (перфорации колонны) для определения характера насыщения, статических уровней, пластовых и забойных давлений и пластовых температур;
- повышение приемистости пласта при нагнетании.

Опробование двух объектов будут проводиться в соответствии с «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности» и другими руководящими документами.

Испытания в каждом из 2-х основных резервуаров – II и III включают очистку ствола скважины, снижение уровня пластовой воды азотом, прослеживание уровня и отбор проб пластовой воды.

В период испытаний будут проведены пробная откачка скважины, а затем опытно-фильтрационные работы, связанные с нагнетанием некоторого объема воды в скважину. Последняя операция может быть проведена спустя некоторое время. Общая продолжительность испытания 10 суток.

Согласно «Технологическому регламенту на испытание поисково-разведочных скважин» и дополнения к ним, вторичное вскрытие продуктивных объектов (резервуаров) производится кумулятивной перфорацией.

Для повышения приемистости скважины при нагнетании для обоих резервуаров предусматриваются промывка, компрессирование, свабирование, кислотная обработка

(15% соляной кислотой) путем прямой закачки в НКТ и вытеснением ее в пласт рассолом (производится в несколько этапов).

Типовая программа проведения компрессирования (очистка скважины и пробная одиночная откачка) при испытании (освоении) объектов в эксплуатационной колонне представлена в Разделе 2.8.

При проведении компрессирования может быть использован агрегат А-50, компрессор СД-100, комплект НКТ Ø 33.4 мм, КамАЗ-бойлеры, УГБ-ямобур и др. спецтехника

В качестве источника электроснабжения на этапе испытания на площадке предусматривается установка дизельной электростанции с дизельным генератором АД-200-Т 400 мощностью 176,5 кВт.

В вахтовом городке ДЭС, мощностью 120 кВт.

Общая продолжительность работы агрегатов при испытании скважины в эксплуатационной колонне на двух объектах составит у цементировочных агрегатов ЗЦА-400 (BJ Pacemaker Model 35-8-5 (3 ед.*) – 10 часов, АН -700 (BJ Pacemaker Model 35-8-5 (3 ед.*) – 35 часов.

Затем проводится рекультивация земельного отвода.

В периоды бурения и испытания скважины помимо перечисленной техники будет использована следующие:

- джип (Тойота) диз.т;
- автоцистерна AWY-20;
- микроавтобус (Тойота);
- автопогрузчик на ГАЗ-51 – 1 ед.;
- грузовая УАЗ;
- вахтовая ГАЗ-66;
- автоцистерна для воды (Камаз) – 1 шт.

Подробное описание планируемых работ представлено в Разделе 2.8.

Демонтаж и рекультивация

По завершению испытания на скважине РП-9 будет проведен демонтаж оборудования и рекультивация земельного отвода.

При демонтаже и рекультивации будет задействовано то же оборудование, что и на этапе СМР. Работы будут проведены по отдельно разработанному проекту.

Г-9. Конструкция скважины Г-9 установлена согласно заданию Заказчика. Скважина будет расположена рядом со скважиной РП-9. Предусмотрены испытания 1 объекта. Площадка буровой на скв. Г-9 занимает площадь 0,16 га.

Продолжительность проведения проектируемых работ на скважине составит:

Продолжительность цикла строительства скважины, сут.	*13,5*
в том числе:	
– строительно-монтажные работы и подготовительные работы	3
– бурение и крепление	8
– испытания в эксплуатационной колонне	1,5
– демонтаж буровой и рекультивация	1

Объем работ по рекультивации определяется отдельным проектом рекультивации земель.

Строительство планируется осуществить в 2025 г.

Для строительства скважины Г-9 глубиной 70 м планируется использование буровой установки ПАП60/80 или А-50 или идентичная в полном оснащении. Бурение планируется осуществлять роторным способом. Скважины будут буриться вертикально.

Агрегат ПАП 60/80 укомплектован дизельной установкой ЯМЗ-238, мощностью 220 кВт, двумя приводами G12V190 буровых насосов SL3NB-1300 мощностью по 800 кВт, компрессором СД-100 мощностью 100 кВт, КамАЗ5320 бойлеры, УГБ-ямобур на базе Газ 66 и др. спецтехника. В комплект входят 4 осветительные мачты РСА POWER 4000MLT с ДЭС мощностью 8,25 кВт.

Испытания скважины будут проводиться той же установкой.

Процесс бурения скв. Г-9 идентичен процессу на скв. РП-9.

Цементировочные операции планируется производить с использованием цементировочного агрегат ЦА – 320 в течение 3 часа. При этом компоненты будут доставлять цементовозы BJ 600ST объемом 17 м^3 (2 шт.) и автоцистерны АЦН-20 (2 ед.).

Энергоблок буровой установки оборудован необходимыми средствами, обеспечивающими автоматизацию процесса пуска и останова, дистанционное управление.

Топливо для дизельных генераторов подается по трубопроводам насосами со склада ГСМ.

На территории склада ГСМ будет расположена топливо-масло установка, в составе которой:

- топливный блок, включая топливный и расходный баки V = 5 м^3 каждый, оборудованные дыхательными клапанами СМДК-50, насосы перекачки топлива – 2 шт.;
- масляный блок, включая баки машинного и дизельного масел V = 5 м^3 каждый, оборудованные дыхательными клапанами СМДК-50, насосы подачи масла – 2 шт., бак отработанного масла V = 2 м^3.

В вахтовом городке устанавливается ДЭС, мощностью 100 кВт.

Выполнение бурения скважин будет сопровождаться выбросами в атмосферный воздух загрязняющих веществ от *временных* стационарных (организованных и неорганизованных) и передвижных источников.

Ориентировочное количество техники и оборудования, задействованного при строительстве скважин РП-9 и Г-9 приведено в Книге 2, Приложение 23.

4.2.1.1. Характеристика источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

При реализации работ по Дополнению №3 не зависимо от принятого Варианта источниками выбросов загрязняющих веществ в атмосферу будут:

- стационарные организованные источники: выхлопные трубы дизельных двигателей всех типов буровых установок, ДЭС, дымовые трубы бойлеров, дыхательные патрубки резервуаров хранения ГСМ;
- стационарные неорганизованные источники: планировка площадки буровой установки, блок приготовления бурового раствора, площадка хранения бурового шлама, неплотности технологического оборудования, открытая площадка поста сварки и пр.

К нестационарным или передвижным источникам выбросов относится спецтехника и автотранспорт. Передвижными источниками выбросов загрязняющих веществ в атмосферу будут ДВС автотранспорта и спецтехники различного назначения при маневрировании на

площадке скважин при проведении различных видов работ: КРС, переводе из ликвидированных в нагнетательные или строительстве новой, а также при движении к месту проведения работ и обратно.

Наиболее значительные выбросы будут от стационарных организованных источников.

При проведении КРС на скважинах источниками выбросов загрязняющих веществ в атмосферу являются:

- *стационарные организованные источники:* выхлопные трубы дизельных двигателей БУ JZ-20, канатного подъемника типа «LandLine D» на базе MAN TGS 33.400 6x4 BBS-WW, ДЭС, дымовые трубы бойлеров;
- *стационарные неорганизованные источники:* насосы перекачки дизельного топлива и масла, запорная арматура, открытая площадка поста сварки и пр.

При переводе скв. 9835 из ликвидационных в нагнетательные источниками выбросы загрязняющих веществ в атмосферу будут:

- *стационарные организованные источники:* выхлопные трубы дизельных двигателей БУ JZ-20, канатного подъемника типа «LandLine D» на базе MAN TGS 33.400 6x4 BBS-WW, БУ А-50, ДЭС, дымовые трубы бойлеров;
- *стационарные неорганизованные источники:* насосы перекачки дизельного топлива и масла, запорная арматура, открытая площадка поста сварки и пр.

При проведении операции гидроразрыва пласта, дополнительно на скважинах РП-6 и РП-7, помимо перечисленных, к *стационарным организованным источникам* добавятся трубы дизельных двигателей комплекса оборудования, размещенного на автотранспорте на площадке скважины.

При проведении КРС на скважинах РП-6, РП-7 с использованием БУ J-20, работы проводятся с определенным набором передвижной техники. Выбросы загрязняющих веществ будут происходить от 21 стационарных источников, из них: 17 организованных и 4 неорганизованных.

При проведении *операции гидроразрыва пласта* работы проводятся расширенным набором передвижной техники в стационарном режиме. Выбросы загрязняющих веществ будут происходить от 15 стационарных источников, из них: 13 организованных и 2 неорганизованных.

Характеристика количества источников выбросов ЗВ в атмосферу при проведении КРС представлена в таблице 4.2.1.2.

Таблица 4.2.1.2 Количество источников выбросов при КРС на скважинах РП-6, РП-7

Вид работ	Количество дней	Количество источников		
		Организованные	Неорганизованные	Всего
РП-6 (РП-7)	*59*	*17*	*4*	21
	номера ист.	*1910, 1911, 1914, 1930-1937,1952-1957*	*6904, 6907, 6912, 6913*	
Гидроразрыв	*5*	*2 и 11 дополнительно*	*2*	15
	номера ист.	*1910, 1911, 1941-1951*	*6907, 6913*	
КРС с гидроразрывом	*64*	*28*	*4*	32
	номера ист.	*1910, 1911, 1914, 1930-1937, 1941-1957*	*6904, 6907, 6912, 6913*	

При переводе скв. 9835 из ликвидационных в нагнетательные с использованием БУ J-20, работы проводятся с тем же набором передвижной техники, что и при КРС. Выбросы

загрязняющих веществ будут происходить от 20 стационарных источников, из них: 16 организованных и 4 неорганизованных.

Характеристика количества источников выбросов ЗВ в атмосферу при переводе скв. 9835 из ликвидационных в нагнетательные представлена в таблице 4.2.1.3.

Таблица 4.2.1.3 Количество источников выбросов при переводе скв. 9835 из ликвидационных в нагнетательные

Вид работ	Количество дней	Количество источников		
		Организованные	Неорганизованные	Всего
Скв. 9835	*48,5*	*16*	*4*	20
	номера ист.	*1910, 1911, 1913-1918,1930-1937*	*6904, 6907, 6912, 6913*	

От источников загрязнения при проведении КРС скважин в полном объеме и переводе из ликвидационных в нагнетательные в атмосферу будут выделяться загрязняющие вещества:

- оксиды углерода, серы, азота, углеводороды, бенз(а)пирен, сажа, формальдегид – от выхлопных труб работающих дизельных двигателей ДЭС, буровых установок, сварочных агрегатов;
- оксиды марганца, железа, фтористый водород, фториды, азота диоксид, углерода оксид, пыль неорганическая – при сварочных работах;
- углеводороды предельные C_{12}-C_{19}, масло минеральное – от дыхательной аппаратуры резервуаров ГСМ, от участков заправки спецтехники;
- диоксиды азота и серы, углерода оксид, сажа, бенз(а)пирен – от дымовой трубы бойлера;
- пары соляной кислоты от запорной арматуры при проведении кислотной обработки;
- оксиды углерода, серы, азота, углеводороды, бенз(а)пирен, сажа, формальдегид – от ДВС передвижных источников.

При проведении бурения скважин РП-9 и Г-9 количество оборудования изменяется в зависимости от этапа работы.

РП-9

- при проведении СМР от 18 стационарных источников, из них: 11 организованных и 7 неорганизованных;
- при бурении скважины от 21 стационарных источников, из них: 15 организованных и 7 неорганизованных;
- при испытании скважины от 14 стационарных источников, из них: 9 организованных и 5 неорганизованных.

Всего за период проектируемых работ на скв. РП-9 ожидаются выбросы ЗВ от 31 стационарного источника выбросов, из них: *18 организованных* и *13 неорганизованных источников* (табл. 4.2.1.4).

Г-9

- при проведении СМР от 14 стационарных источников, из них: 9 организованных и 5 неорганизованных;
- при бурении скважины от 17 стационарных источников, из них: 11 организованных и 6 неорганизованных;
- при испытании скважины от 15 стационарных источников, из них: 11 организованных и 4 неорганизованных.

Всего за период проектируемых работ на скв. Г-9 ожидаются выбросы ЗВ от 23 стационарных источников выбросов, из них: 12 *организованных* и *11 неорганизованных источников* (табл. 4.2.1.4).

Все источники выбросов ЗВ в период планируемых работ – временные.

Таблица 4.2.1.4 Количество источников выбросов при строительстве скважин РП-9, Г-9

Вид работ	Количество дней	Количество источников		
		Организованные	Неорганизованные	Всего
Строительство скв. РП-9				
Всего	**67,5**	**18**	**13**	**31**
Вахтовый поселок	*67,5*	*1*	-	1
	номера ист.	*1906*		
СМР	*12*	*10*	*7*	17
	номера ист.	*1901-1905, 1907-1911*	*6901-6907*	
Бурение	*44*	*14*	*7*	21
	номера ист.	*1901-1905, 1907-1911 1914-1917*	*6907-6913*	
Испытание скважины	*11,5*	*5 и дополнительно 3*	*5*	13
	номера ист.	*1910-19013, 1914-1918*	*6907-6910, 6913*	
Строительство скв. Г-9				
Всего	**13,5**	**12**	**11**	**23**
Вахтовый поселок	*13,5*	*1*	-	1
	номера ист.	*1955*		
СМР	*4*	*8*	*5*	13
	номера ист.	*1909, 1917, 1952-1954, 1956-1958*	*6901-6904, 6906*	
Бурение	*8*	*10*	*6*	16
	номера ист.	*1910, 1911, 1916, 1917, 1952-1954, 1956-1958*	*6907-6911, 6913*	
Испытание скважины	*1,5*	*10*	*4*	14
	номера ист.	*1910, 1911,1916, 1917, 1952-1954, 1956-1958*	*6907, 6909, 6910, 6913*	

Бурения скважин на площадках будут проводиться последовательно, возможно одним и тем же набором оборудования, поэтому итоговые максимально- разовые выбросы (г/с) на год не суммированы, а приняты по одному виду оборудования.

Следует отметить, что используемая техника для проведения планируемых работ, помимо того, что достаточно рассредоточена по площадке, работать она может не одновременно по времени.

Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу будут несколько отличаться на каждом этапе строительства. От источников загрязнения в период бурения скважин в атмосферу будут выделяться загрязняющие вещества:

- оксиды углерода, серы, азота, углеводороды, бенз(а)пирен, сажа, формальдегид – от выхлопных труб работающих дизельных двигателей ДЭС, буровых установок, сварочных агрегатов;
- пыль компонентов бурового и цементного растворов от участков приготовления бурового и цементного растворов при пересыпке сыпучих материалов;
- оксиды марганца, железа, фтористый водород, фториды, азота диоксид, углерода оксид, пыль неорганическая – при сварочных работах;
- углеводороды предельные C_{12}-C_{19}, масло минеральное – от дыхательной аппаратуры резервуаров ГСМ, от участков заправки спецтехники;

- диоксиды азота и серы, углерода оксид, сажа, бенз(а)пирен – от дымовой трубы бойлера;
- взвешенных веществ и паров растворителя при окрасочных работах;
- пары соляной кислоты от запорной арматуры при проведении кислотной обработки;
- оксиды углерода, серы, азота, углеводороды, бенз(а)пирен, сажа, формальдегид – от ДВС передвижных источников.

Карты-схемы с расположением источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на площадках работ приведены на рис. 4.2.1.2-4.2.1.3.

Перечень объектов предприятия как источников загрязнения атмосферы, технические параметры источников выбросов вредных веществ, исходные данные по выбросам загрязняющих веществ в атмосферу (г/с) и валовые выбросы (т) от стационарных организованных и неорганизованных источников по вариантам проектируемых работ сведены в таблицу 4.2.1.5 «Параметры выбросов веществ в атмосферу» при реализации Варианта 1, в таблицу 4.2.1.6 «Параметры выбросов веществ в атмосферу» при реализации подварианта 2а, и в таблицу 4.2.1.7 «Параметры выбросов веществ в атмосферу» при реализации подварианта 2б .

Расчеты выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при производстве планируемых работ приведены в Книге 2, Приложение 23.

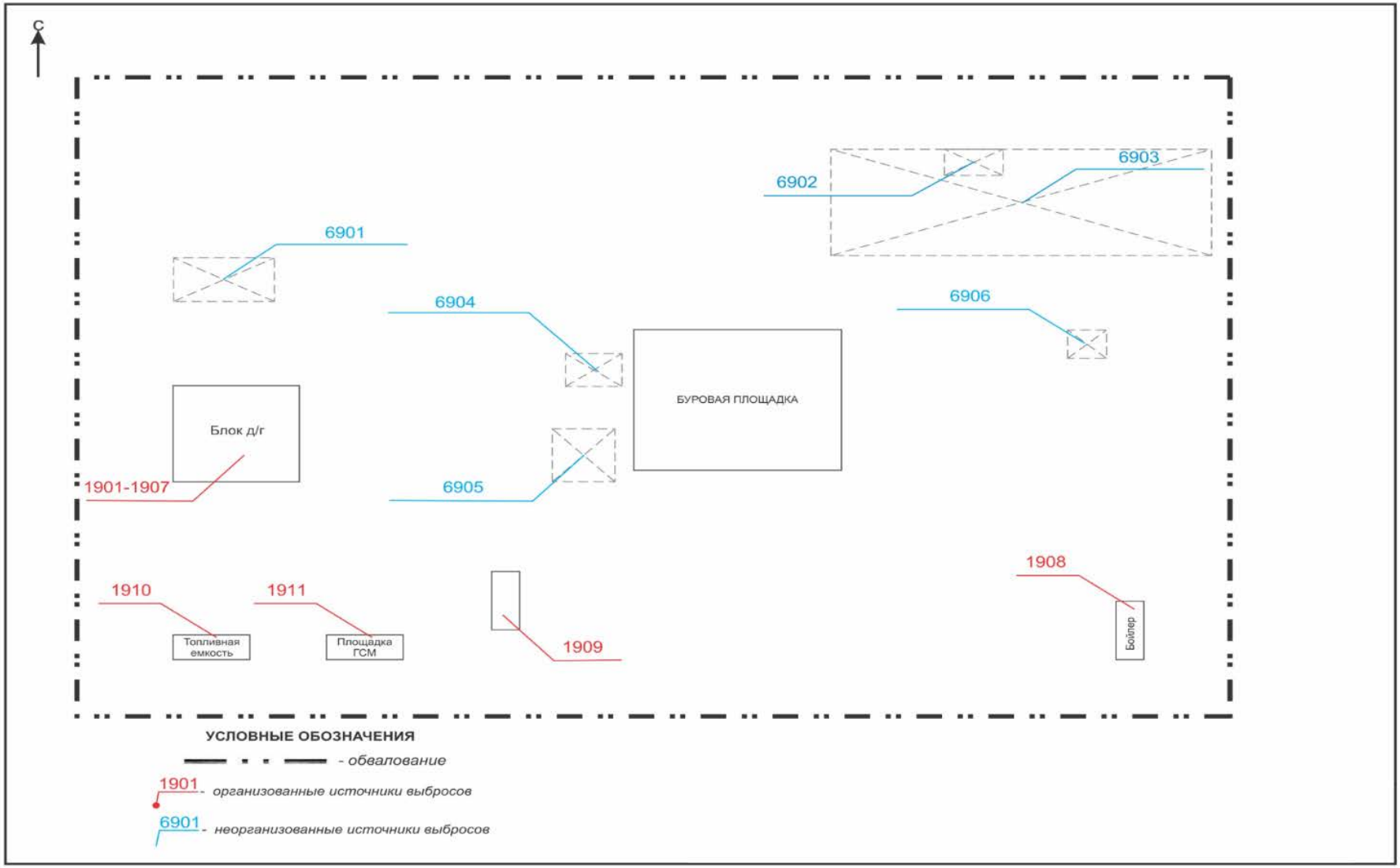


Рисунок 4.2.1.2. Карта-схема расположения источников выбросов ЗВ в атмосферу на площадке буровой установки на период проведения СМР

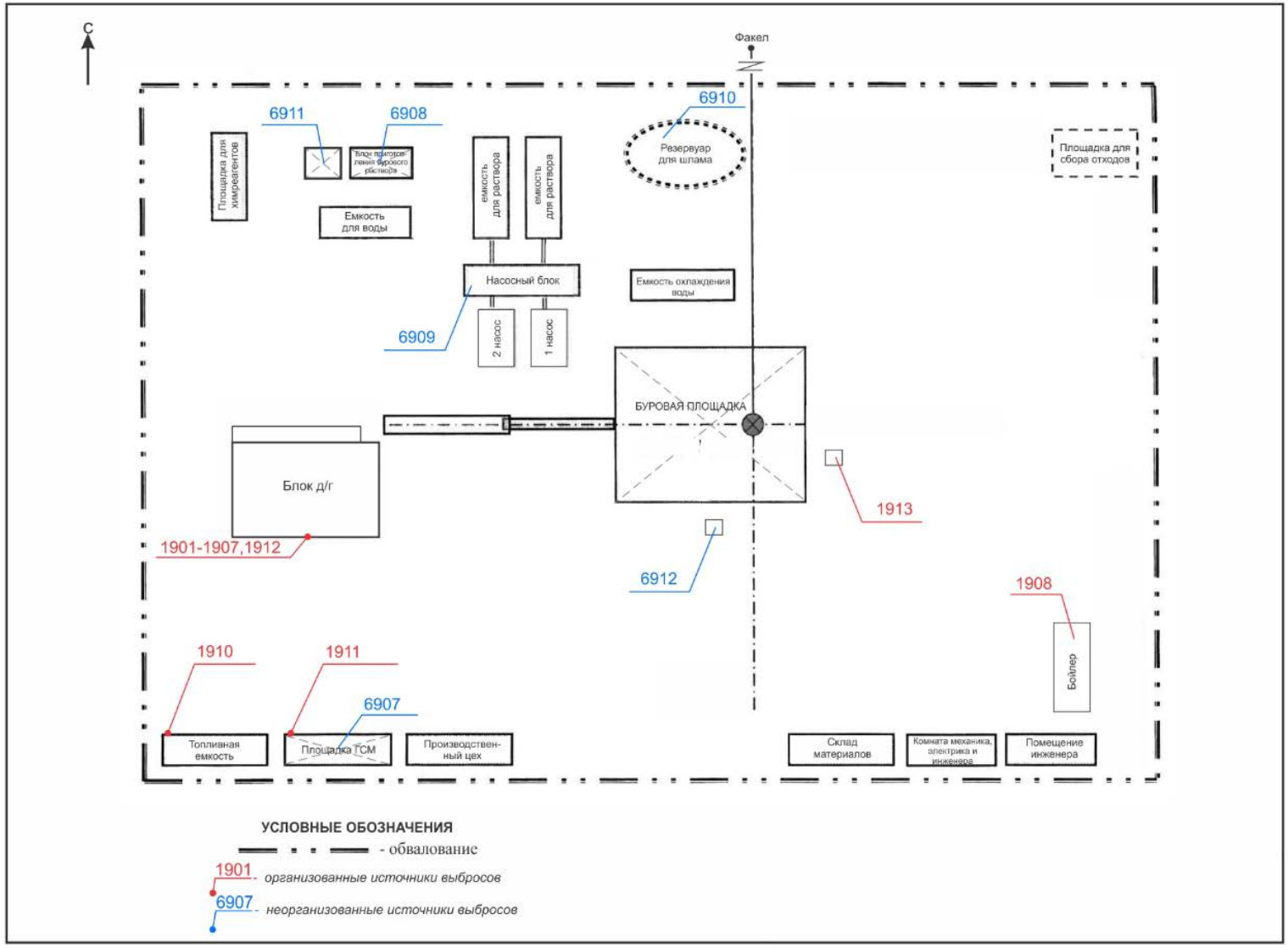


Рисунок 4.2.1.3. Карта-схема расположения источников выбросов ЗВ в атмосферу на площадке буровой установки на период проведения бурения и испытания скважины

Таблица 4.2.1.5 Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу по Дополнению №3 Вариант 1

Произ-во	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер ист. выбро-сов на карте-схеме	Высота источ-ника выб-росов, м	Диаметр устья трубы, м	ГВС на выходе из трубы при макс. разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме, м				Код ве-щест-ва	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества		
											точ.ист, /1-го конца лин. ист. /центра площ. ист.		2-го конца лин. ист. / длина, ширина площ. ист.						
	Наименование	Кол-во, шт.						Скор., м/с	Объем, $м^3/с$	Т, °С	X1	Y1	X2	Y2			г/с	$мг/нм^3$	т/год
2023г.																			
КРС скважины РП-6																			
Организованные источники																			
019	Установка хранения топлива. Емкость дизтоплива	1 1	30.46 8	Дыхательный патрубок	1910	3,5	0,1	2,1	0,0164934	31,8	54000	88550			0333	Сероводород (518)	5,49E-05	3,716	9,63E-06
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,01955	1323,393	0,003433
019	Установка хранения масла	1 1	1.2 0.25	Дыхательный патрубок	1911	3,5	0,1	13,6	0,1068144	31,8	54000	88550			2735	Масло мин. нефтяное (716*)	0,000412	4,303	0,0004387
019	Дизель канатного подъем. типа LandLine D на базе MAN, 294кВт	1	134	Выхлопная труба	1914	3,5	0,15	42,05	0,74309	450	54000	88550			0301	Азота диоксид (4)	0,6272	2235,333	0,1316
															0304	Азота оксид (6)	0,10192	363,242	0,02138
															0328	Сажа (583)	0,0408	145,411	0,0082
															0330	Сера диоксид (516)	0,098	349,271	0,0206
															0337	Окись углерода (584)	0,5063	1804,447	0,1069
															0703	3,4-Бензпирен (54)	9,8E-07	0,003	2,26E-07
															1325	Формальдегид (609)	0,0098	34,927	0,0021
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,2368	843,952	0,0493
019	Дизель CG12V190 для привода бур. насоса №1 RL2NB-800, 882кВт	1	588	Выхлопная труба	1930	4,5	0,2	139,09	4,36965	450	54002	88552			0301	Азота диоксид (4)	2,1168	1282,947	3,8086
															0304	Азота оксид (6)	0,34398	208,479	0,6189
															0328	Сажа (583)	0,147	89,094	0,2645
															0330	Сера диоксид (516)	0,294	178,187	0,529
															0337	Окись углерода (584)	1,764	1069,122	3,1738
															0703	3,4-Бензпирен (54)	3,19E-06	0,002	5,82E-06
															1325	Формальдегид (609)	0,0368	22,304	0,0635
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,882	534,561	1,5869
019	Дизель CG12V190 для привода бур. насоса №2 RL2NB-800, 882кВт	1	588	Выхлопная труба	1931	4,5	0,2	139,09	4,3696	450	54004	88554			0301	Азота диоксид (4)	2,1168	1282,962	3,8086
															0304	Азота оксид (6)	0,34398	208,481	0,6189
															0328	Сажа (583)	0,147	89,095	0,2645
															0330	Сера диоксид (516)	0,294	178,189	0,529
															0337	Окись углерода (584)	1,764	1069,135	3,1738
															0703	3,4-Бензпирен (54)	3,19E-06	0,002	5,82E-06
															1325	Формальдегид (609)	0,0368	22,304	0,0635
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,882	534,568	1,5869
019	Дизель привода лебедки и ротора типа CAT-15, 350кВт	1	588	Выхлопная труба	1932	3,5	0,15	104,61	1,8487	450	54005	88556			0301	Азота диоксид (4)	0,7467	1069,684	1,4318
															0304	Азота оксид (6)	0,12133	173,811	0,23266
															0328	Сажа (583)	0,0486	69,622	0,0895
															0330	Сера диоксид (516)	0,1167	167,178	0,2237
															0337	Окись углерода (584)	0,6028	863,54	1,1633
															0703	3,4-Бензпирен (54)	1,17E-06	0,002	2,46E-06
															1325	Формальдегид (609)	0,0117	16,761	0,0224
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,2819	403,835	0,5369
019	Дизель установки CAT-18, 522кВт	1	588	Выхлопная труба	1933	3,5	0,15	160,69	2,8396	450	54006	88570			0301	Азота диоксид (4)	1,1136	1038,599	2,2001
															0304	Азота оксид (6)	0,18096	168,772	0,357519
															0328	Сажа (583)	0,0725	67,617	0,1375
															0330	Сера диоксид (516)	0,174	162,281	0,3438
															0337	Окись углерода (584)	0,899	838,452	1,7876
															0703	3,4-Бензпирен (54)	1,74E-06	0,002	3,78E-06
															1325	Формальдегид (609)	0,0174	16,228	0,0344
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,4205	392,179	0,825
019	Дизельная установка CAT-9 ДЭС- 224	1	722	Выхлопная труба	1934	3,5	0,15	93,02	1,6438	450	54018	88565			0301	Азота диоксид (4)	0,4779	769,952	1,5638
															0304	Азота оксид (6)	0,07765	125,103	0,25411
															0328	Сажа (583)	0,0311	50,106	0,0977
															0330	Сера диоксид (516)	0,0747	120,35	0,2443
															0337	Окись углерода (584)	0,3858	621,568	1,2706

Произ-во	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер ист. выбро-сов на карте-схеме	Высота источ-ника выб-росов, м	Диаметр устья трубы, м	ГВС на выходе из трубы при макс. разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме, м				Код ве-ще-ства	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества		
											точ.ист, /1-го конца лин. ист. /центра площ. ист.		2-го конца лин. ист. / длина, ширина площ. ист.						
	Наименование	Кол-во, шт.						Скор., м/с	Объем, $м^3/с$	Т, °С	X1	Y1	X2	Y2			г/с	$мг/нм^3$	т/год
															0703	3,4-Бензпирен (54)	7,47E-07	0,001	2,69E-06
															1325	Формальдегид (609)	0,0075	12,083	0,0244
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,1804	290,645	0,586419
019	Осветительная мачта Atlas, 15кВт	1	778	Выхлопная труба	1935	3,5	0,1	6,52	0,0512	450	54025	88540			0301	Азота диоксид (4)	0,0343	1774,189	0,0564
															0304	Азота оксид (6)	0,00558	288,629	0,00916
															0328	Сажа (583)	0,0029	150,004	0,0049
															0330	Сера диоксид (516)	0,0046	237,938	0,0074
															0337	Окись углерода (584)	0,03	1551,769	0,0492
															0703	3,4-Бензпирен (54)	5,42E-08	0,003	9,01E-08
															1325	Формальдегид (609)	0,0006	31,035	0,001
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,015	775,884	0,0246
019	Бойлер 80HP	1	941	Дымовая труба	1936	5	0,2	10	0,31416	200	54010	88558			0301	Азота диоксид (4)	0,0409	225,565	0,13835
															0328	Сажа (583)	0,00299	16,49	0,01011
															0330	Сера диоксид (516)	0,07023	387,32	0,237872
															0337	Окись углерода (584)	0,1634	901,155	0,55342
															0703	3,4-Бензпирен (54)	4,3E-08	0,0002	1,46E-07
019	Дизель генератора сварочного агр. Д-144, 37кВт	1	130	Выхлопная труба	1937	3,5	0,1	19,29	0,1515	400	54025	88540			0301	Азота диоксид (4)	0,0847	1378,235	0,0278
															0304	Азота оксид (6)	0,01376	223,902	0,00452
															0328	Сажа (583)	0,0072	117,158	0,0024
															0330	Сера диоксид (516)	0,0113	183,873	0,0036
															0337	Окись углерода (584)	0,074	1204,125	0,0243
															0703	3,4-Бензпирен (54)	1,34E-07	0,002	4,45E-08
															1325	Формальдегид (609)	0,0015	24,408	0,000485
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,037	602,062	0,0121
Проведение ГРП																			
020	Дизель установки насоса ГРП (SPF-743), 414кВт	1	108	Выхлопная труба	1941	5	0,2	126,29	3,9674	450	54000	88550			0301	Азота диоксид (4)	0,8826	589,16	0,5944
															0304	Азота оксид (6)	0,14342	95,737	0,0966
															0328	Сажа (583)	0,0575	38,383	0,0372
															0330	Сера диоксид (516)	0,1379	92,052	0,0929
															0337	Окись углерода (584)	0,7125	475,614	0,483
															0703	3,4-Бензпирен (54)	1,38E-06	0,0009	1,02E-06
															1325	Формальдегид (609)	0,0138	9,212	0,0093
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,3333	222,487	0,2229
020	Дизель установки насоса ГРП (SPF-743), 414кВт	1	108	Выхлопная труба	1942	5	0,2	126,29	3,9674	450	54005	88555			0301	Азота диоксид (4)	0,8826	589,16	0,5944
															0304	Азота оксид (6)	0,14342	95,737	0,0966
															0328	Сажа (583)	0,0575	38,383	0,0372
															0330	Сера диоксид (516)	0,1379	92,052	0,0929
															0337	Окись углерода (584)	0,7125	475,614	0,483
															0703	3,4-Бензпирен (54)	1,38E-06	0,0009	1,02E-06
															1325	Формальдегид (609)	0,0138	9,212	0,0093
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,3333	222,487	0,2229
020	Дизель установки насоса ГРП (SPF-743), 414кВт	1	108	Выхлопная труба	1943	5	0,2	126,29	3,9674	450	54007	88558			0301	Азота диоксид (4)	0,8826	589,16	0,5944
															0304	Азота оксид (6)	0,14342	95,737	0,0966
															0328	Сажа (583)	0,0575	38,383	0,0372
															0330	Сера диоксид (516)	0,1379	92,052	0,0929
															0337	Окись углерода (584)	0,7125	475,614	0,483
															0703	3,4-Бензпирен (54)	1,38E-06	0,0009	1,02E-06
															1325	Формальдегид (609)	0,0138	9,212	0,0093
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,3333	222,487	0,2229
020	Дизель установки насоса ГРП (SPF-743), 414кВт	1	108	Выхлопная труба	1944	5	0,2	126,29	3,9674	450	54010	88548			0301	Азота диоксид (4)	0,8826	589,16	0,5944
															0304	Азота оксид (6)	0,14342	95,737	0,0966
															0328	Сажа (583)	0,0575	38,383	0,0372
															0330	Сера диоксид (516)	0,1379	92,052	0,0929
															0337	Окись углерода (584)	0,7125	475,614	0,483

Произ-во	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер ист. выбро-сов на карте-схеме	Высота источ-ника выб-росов, м	Диаметр устья трубы, м	ГВС на выходе из трубы при макс. разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме, м				Код ве-ществ-ва	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества		
											точ.ист, /1-го конца лин. ист. /центра площ. ист.		2-го конца лин. ист. / длина, ширина площ. ист.						
	Наименование	Кол-во, шт.						Скор., м/с	Объем, $м^3/с$	Т, °С	X1	Y1	X2	Y2			г/с	$мг/нм^3$	т/год
															0703	3,4-Бензпирен (54)	1,38E-06	0,0009	1,02E-06
															1325	Формальдегид (609)	0,0138	9,212	0,0093
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,3333	222,487	0,2229
020	ДЭС CAT-32 пескосмесительной установки (Тягач Peterbilt), 313кВт	1	108	Выхлопная труба	1945	3,5	0,2	51,86	1,6291	450	54000	88548			0301	Азота диоксид (4)	0,6669	1084,148	0,2318
															0304	Азота оксид (6)	0,10836	176,156	0,03767
															0328	Сажа (583)	0,0434	70,553	0,0145
															0330	Сера диоксид (516)	0,1042	169,393	0,0362
															0337	Окись углерода (584)	0,5383	875,089	0,1884
															0703	3,4-Бензпирен (54)	1,04E-06	0,002	3,98E-07
															1325	Формальдегид (609)	0,0104	16,907	0,0036
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,2518	409,339	0,0869
020	Дизель CAT-3412E затрубного насоса, 370кВт	1	108	Выхлопная труба	1946	3,5	0,2	132,96	4,1771	450	54009	88541			0301	Азота диоксид (4)	0,7893	500,429	0,5944
															0304	Азота оксид (6)	0,12827	81,325	0,096596
															0328	Сажа (583)	0,0514	32,588	0,0372
															0330	Сера диоксид (516)	0,1233	78,174	0,0929
															0337	Окись углерода (584)	0,6372	403,996	0,483
															0703	3,4-Бензпирен (54)	1,23E-06	0,0008	1,02E-06
															1325	Формальдегид (609)	0,0123	7,798	0,0093
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,2981	189	0,2229
020	Дизель нагнетательной установки (SUS-235), 147кВт	3	324	Выхлопная труба	1947	3,5	0,1	77,3	0,6071142	450	54015	88550			0301	Азота диоксид (4)	0,3138	1368,857	0,0864
															0304	Азота оксид (6)	0,05099	222,428	0,01404
															0328	Сажа (583)	0,0204	88,989	0,0054
															0330	Сера диоксид (516)	0,049	213,748	0,0135
															0337	Окись углерода (584)	0,2533	1104,944	0,0702
															0703	3,4-Бензпирен (54)	4,9E-07	0,002	1,48E-07
															1325	Формальдегид (609)	0,0049	21,375	0,0013
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,1185	516,92	0,0324
020	Дизель модуля управления, 25кВт	1	120	Выхлопная труба	1948	3,5	0,1	18,61	0,1461629	450	54000	88538			0301	Азота диоксид (4)	0,0572	1036,417	0,0249
															0304	Азота оксид (6)	0,0093	168,508	0,00404
															0328	Сажа (583)	0,0049	88,784	0,0022
															0330	Сера диоксид (516)	0,0076	137,706	0,0033
															0337	Окись углерода (584)	0,055	996,555	0,0217
															0703	3,4-Бензпирен (54)	9,03E-08	0,002	3,97E-08
															1325	Формальдегид (609)	0,001	18,119	0,0004
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,025	452,979	0,0108
020	Диз.двиг. CUMMINS QSB7 для подачи пропанта, 313кВт	1	120	Выхлопная труба	1949	3,5	0,2	16,62	0,5221	450	54003	88562			0301	Азота диоксид (4)	0,6669	3382,849	0,3302
															0304	Азота оксид (6)	0,10836	549,656	0,05366
															0328	Сажа (583)	0,0434	220,146	0,0206
															0330	Сера диоксид (516)	0,1042	528,554	0,0516
															0337	Окись углерода (584)	0,5383	2730,526	0,2683
															0703	3,4-Бензпирен (54)	1,04E-06	0,005	5,68E-07
															1325	Формальдегид (609)	0,0104	52,754	0,0052
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,2518	1277,255	0,1238
020	Дизель генератора, 64кВт	1	120	Выхлопная труба	1950	3,5	0,1	66,48	0,5221	450	54000	88538			0301	Азота диоксид (4)	0,1465	743,121	0,0888
															0304	Азота оксид (6)	0,0238	120,725	0,01442
															0328	Сажа (583)	0,0124	62,899	0,0077
															0330	Сера диоксид (516)	0,0196	99,421	0,0116
															0337	Окись углерода (584)	0,128	649,28	0,0774
															0703	3,4-Бензпирен (54)	2,31E-07	0,001	1,42E-07
															1325	Формальдегид (609)	0,0027	13,696	0,0015
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,064	324,64	0,0387
020	Парогенератор с теплообменником Dutchoffshore	1	120	Дымовая труба	1951	3,5	0,33	3,67	0,3138953	200	54020	88550			0301	Азота диоксид (4)	0,04085	225,479	0,0176472
															0328	Сажа (583)	0,002986	16,482	0,00129
															0330	Сера диоксид (516)	0,070233	387,665	0,0303408

Произ-во	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер ист. выбро-сов на карте-схеме	Высота источ-ника выб-росов, м	Диаметр устья трубы, м	ГВС на выходе из трубы при макс. разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме, м				Код ве-ществ-ва	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества		
											точ.ист, /1-го конца лин. ист. /центра площ. ист.		2-го конца лин. ист. / длина, ширина площ. ист.						
	Наименование	Кол-во, шт.						Скор., м/с	Объем, $м^3/с$	Т, °С	X1	Y1	X2	Y2			г/с	$мг/нм^3$	т/год
															0337	Окись углерода (584)	0,1634	901,915	0,0705888
															0703	3,4-Бензпирен (54)	4,3E-08	0,0002	1,86E-08
Заканчивание скважины																			
021	Установка ПАП-60/80. ДЭС ЯМЗ-238ДЕ-2, 220кВт	1	134	Выхлопная труба	1952	3,5	0,1	144,55	1,1353	450	54000	88550			0301	Азота диоксид (4)	0,4693	1094,752	0,2011
															0304	Азота оксид (6)	0,07627	177,918	0,03267
															0328	Сажа (583)	0,0306	71,382	0,0126
															0330	Сера диоксид (516)	0,0733	170,989	0,0314
															0337	Окись углерода (584)	0,3789	883,872	0,1634
															0703	3,4-Бензпирен (54)	7,33E-07	0,002	3,46E-07
															1325	Формальдегид (609)	0,0073	17,029	0,0031
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,1772	413,36	0,0754
021	ДизельG12V190 привода бур. насоса №1 SL3NB-1300, 800кВт	1	118	Выхлопная труба	1953	5	0,3	56,07	3,9634	450	54000	88550			0301	Азота диоксид (4)	1,92	1282,948	0,6909
															0304	Азота оксид (6)	0,312	208,479	0,112275
															0328	Сажа (583)	0,1333	89,071	0,048
															0330	Сера диоксид (516)	0,2667	178,209	0,096
															0337	Окись углерода (584)	1,6	1069,123	0,5758
															0703	3,4-Бензпирен (54)	2,89E-06	0,002	1,06E-06
															1325	Формальдегид (609)	0,0333	22,251	0,0115
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,8	534,562	0,2879
021	ДизельG12V190 привода бур. насоса №2 SL3NB-1300, 800кВт	1	118	Выхлопная труба	1954	5	0,3	56,07	3,9634	450	54004	88550			0301	Азота диоксид (4)	1,92	1282,948	0,6909
															0304	Азота оксид (6)	0,312	208,479	0,112275
															0328	Сажа (583)	0,1333	89,071	0,048
															0330	Сера диоксид (516)	0,2667	178,209	0,096
															0337	Окись углерода (584)	1,6	1069,123	0,5758
															0703	3,4-Бензпирен (54)	2,89E-06	0,002	1,06E-06
															1325	Формальдегид (609)	0,0333	22,251	0,0115
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,8	534,562	0,2879
021	ДЭС ЯМЗ-238, 100кВт	1	118	Выхлопная труба	1955	3,5	0,1	65	0,5105	450	54010	88550			0301	Азота диоксид (4)	0,2133	1106,549	0,0791
															0304	Азота оксид (6)	0,03467	179,86	0,01285
															0328	Сажа (583)	0,0139	72,11	0,0049
															0330	Сера диоксид (516)	0,0333	172,752	0,0124
															0337	Окись углерода (584)	0,1722	893,332	0,0643
															0703	3,4-Бензпирен (54)	3,3E-07	0,002	1,36E-07
															1325	Формальдегид (609)	0,0033	17,12	0,0012
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,0806	418,133	0,0297
021	ДЭС ЯМЗ-7511, 200кВт	1	118	Выхлопная труба	1956	3,5	0,2	34,02	1,0689	450	54014	88550			0301	Азота диоксид (4)	0,4267	1057,21	0,1656
															0304	Азота оксид (6)	0,06933	171,775	0,02692
															0328	Сажа (583)	0,0278	68,878	0,0104
															0330	Сера диоксид (516)	0,0667	165,259	0,0259
															0337	Окись углерода (584)	0,3444	853,3	0,1346
															0703	3,4-Бензпирен (54)	6,67E-07	0,002	2,85E-07
															1325	Формальдегид (609)	0,0067	16,6	0,0026
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,1611	399,148	0,0621
021	Осветительная мачта РСА POWER 400MLT, 8,25кВт	4	404	Выхлопная труба	1957	3,5	0,1	3,58	0,0281173	450	54012	88555			0301	Азота диоксид (4)	0,0189	1780,18	0,0161
															0304	Азота оксид (6)	0,00307	289,161	0,00261
															0328	Сажа (583)	0,0016	150,703	0,0014
															0330	Сера диоксид (516)	0,0025	235,474	0,0021
															0337	Окись углерода (584)	0,0165	1554,125	0,014
															0703	3,4-Бензпирен (54)	2,98E-08	0,003	2,57E-08
															1325	Формальдегид (609)	0,0003	28,257	0,0003
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,0083	781,772	0,007
Неорганизованные источники																			
019	Сварочные работы	1	130	Поверхность работ	6904	2				31,8	54000	88540	2	2	0123	Железо (II, III) оксиды (274)	0,03586		0,00815
															0143	Марганец (327)	0,00053		0,00019

Произ-во	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер ист. выбро-сов на карте-схеме	Высота источ-ника выб-росов, м	Диаметр устья трубы, м	ГВС на выходе из трубы при макс. разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме, м				Код ве-ществ-ва	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества		
											точ.ист, /1-го конца лин. ист. /центра площ. ист.		2-го конца лин. ист. / длина, ширина площ. ист.						
	Наименование	Кол-во, шт.						Скор., м/с	Объем, $м^3/с$	Т, °С	X1	Y1	X2	Y2			г/с	$мг/нм^3$	т/год
															0301	Азота диоксид (4)	0,01781		0,00373
															0337	Окись углерода (584)	0,01761		0,00449
															0342	Фтористые газ. соед. (617)	0,00026		6,975E-05
															0344	Фториды неорг. плохо раств.	0,00028		0,000075
															2908	Пыль неорг., SiO2 в %: 70-20	0,00028		0,000075
019	Склад ГСМ	1 1	360 120	Поверхность работ	6907	2				31,8	54000	88560	2	2	0333	Сероводород (518)	2,5E-06		1,278E-05
															2735	Масло мин. нефтяное (716*)	0,0009		0,004567
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,000894		0,004559
023	Соляно кислотная обработка пластов	1	48	Поверхность работ	6912	2				31,8	54000	88550	2	2	0316	Соляная кислота	0,00165		0,0002851
023	Маневрирование спецтехники (передвижные источники)	1		Неорганизованный источник	6913*	5				50	54000	88540	10	10	0301	Азота диоксид (4)	0,5461		
															0304	Азота оксид (6)	0,0887		
															0328	Сажа (583)	0,2645		
															0330	Сера диоксид (516)	0,3413		
															0337	Окись углерода (584)	1,7066		
															0703	3,4-Бензпирен (54)	5,46E-06		
															2704	Бензин (60)	0,0109		
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,512		
2024г.																			
КРС скважины РП-7																			
Организованные источники																			
019	Установка хранения топлива. Емкость дизтоплива	1 1	30.46 8	Дыхательный патрубок	1910	3,5	0,1	2,1	0,0164934	31,8	52807	89540			0333	Сероводород (518)	5,49E-05	3,716	9,63E-06
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,01955	1323,393	0,003433
019	Установка хранения масла	1 1	1.2 0.25	Дыхательный патрубок	1911	3,5	0,1	13,6	0,1068144	31,8	52807	89540			2735	Масло мин. нефтяное (716*)	0,000412	4,303	0,0004387
022	Дизель канатного подъем. типа LandLine D на базе MAN, 294кВт	1	134	Выхлопная труба	1914	3,5	0,15	42,05	0,74309	450	52800	89540			0301	Азота диоксид (4)	0,6272	2235,333	0,1316
															0304	Азота оксид (6)	0,10192	363,242	0,02138
															0328	Сажа (583)	0,0408	145,411	0,0082
															0330	Сера диоксид (516)	0,098	349,271	0,0206
															0337	Окись углерода (584)	0,5063	1804,447	0,1069
															0703	3,4-Бензпирен (54)	9,8E-07	0,003	2,26E-07
															1325	Формальдегид (609)	0,0098	34,927	0,0021
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,2368	843,952	0,0493
019	Дизель CG12V190 для привода бур. насоса №1 RL2NB-800, 882кВт	1	588	Выхлопная труба	1930	4,5	0,2	139,09	4,36965	450	52800	89540			0301	Азота диоксид (4)	2,1168	1282,947	3,8086
															0304	Азота оксид (6)	0,34398	208,479	0,6189
															0328	Сажа (583)	0,147	89,094	0,2645
															0330	Сера диоксид (516)	0,294	178,187	0,529
															0337	Окись углерода (584)	1,764	1069,122	3,1738
															0703	3,4-Бензпирен (54)	3,19E-06	0,002	5,82E-06
															1325	Формальдегид (609)	0,0368	22,304	0,0635
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,882	534,561	1,5869
019	Дизель CG12V190 для привода бур. насоса №2 RL2NB-800, 882кВт	1	588	Выхлопная труба	1931	4,5	0,2	139,09	4,3696	450	52800	89540			0301	Азота диоксид (4)	2,1168	1282,962	3,8086
															0304	Азота оксид (6)	0,34398	208,481	0,6189
															0328	Сажа (583)	0,147	89,095	0,2645
															0330	Сера диоксид (516)	0,294	178,189	0,529
															0337	Окись углерода (584)	1,764	1069,135	3,1738
															0703	3,4-Бензпирен (54)	3,19E-06	0,002	5,82E-06
															1325	Формальдегид (609)	0,0368	22,304	0,0635
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,882	534,568	1,5869
019	Дизель привода лебедки и ротора типа CAT-15, 350кВт	1	588	Выхлопная труба	1932	3,5	0,15	104,61	1,8487	450	52800	89540			0301	Азота диоксид (4)	0,7467	1069,684	1,4318
															0304	Азота оксид (6)	0,12133	173,811	0,23266
															0328	Сажа (583)	0,0486	69,622	0,0895
															0330	Сера диоксид (516)	0,1167	167,178	0,2237
															0337	Окись углерода (584)	0,6028	863,54	1,1633

Произ-во	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер ист. выбро-сов на карте-схеме	Высота источ-ника выб-росов, м	Диаметр устья трубы, м	ГВС на выходе из трубы при макс. разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме, м				Код ве-ществ-ва	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества		
											точ.ист, /1-го конца лин. ист. /центра площ. ист.		2-го конца лин. ист. / длина, ширина площ. ист.						
	Наименование	Кол-во, шт.						Скор., м/с	Объем, $м^3/с$	Т, °С	X1	Y1	X2	Y2			г/с	$мг/нм^3$	т/год
															0703	3,4-Бензпирен (54)	1,17E-06	0,002	2,46E-06
															1325	Формальдегид (609)	0,0117	16,761	0,0224
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,2819	403,835	0,5369
019	Дизель установки САТ-18, 522кВт	1	588	Выхлопная труба	1933	3,5	0,15	160,69	2,8396	450	52800	89540			0301	Азота диоксид (4)	1,1136	1038,599	2,2001
															0304	Азота оксид (6)	0,18096	168,772	0,357519
															0328	Сажа (583)	0,0725	67,617	0,1375
															0330	Сера диоксид (516)	0,174	162,281	0,3438
															0337	Окись углерода (584)	0,899	838,452	1,7876
															0703	3,4-Бензпирен (54)	1,74E-06	0,002	3,78E-06
															1325	Формальдегид (609)	0,0174	16,228	0,0344
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,4205	392,179	0,825
019	Дизельная установка САТ-9 ДЭС- 224	1	722	Выхлопная труба	1934	3,5	0,15	93,02	1,6438	450	52800	89540			0301	Азота диоксид (4)	0,4779	769,952	1,5638
															0304	Азота оксид (6)	0,07765	125,103	0,25411
															0328	Сажа (583)	0,0311	50,106	0,0977
															0330	Сера диоксид (516)	0,0747	120,35	0,2443
															0337	Окись углерода (584)	0,3858	621,568	1,2706
															0703	3,4-Бензпирен (54)	7,47E-07	0,001	2,69E-06
															1325	Формальдегид (609)	0,0075	12,083	0,0244
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,1804	290,645	0,586419
019	Осветительная мачта Atlas, 15кВт	1	778	Выхлопная труба	1935	3,5	0,1	6,52	0,0512	450	52800	89540			0301	Азота диоксид (4)	0,0343	1774,189	0,0564
															0304	Азота оксид (6)	0,00558	288,629	0,00916
															0328	Сажа (583)	0,0029	150,004	0,0049
															0330	Сера диоксид (516)	0,0046	237,938	0,0074
															0337	Окись углерода (584)	0,03	1551,769	0,0492
															0703	3,4-Бензпирен (54)	5,42E-08	0,003	9,01E-08
															1325	Формальдегид (609)	0,0006	31,035	0,001
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,015	775,884	0,0246
019	Бойлер 80HP	1	941	Дымовая труба	1936	5	0,2	10	0,31416	200	52800	89540			0301	Азота диоксид (4)	0,0409	225,565	0,13835
															0328	Сажа (583)	0,00299	16,49	0,01011
															0330	Сера диоксид (516)	0,07023	387,32	0,237872
															0337	Окись углерода (584)	0,1634	901,155	0,55342
															0703	3,4-Бензпирен (54)	4,3E-08	0,0002	1,46E-07
019	Дизель генератора сварочного агр. Д-144, 37кВт	1	130	Выхлопная труба	1937	3,5	0,1	19,29	0,1515	400	52800	89540			0301	Азота диоксид (4)	0,0847	1378,235	0,0278
															0304	Азота оксид (6)	0,01376	223,902	0,00452
															0328	Сажа (583)	0,0072	117,158	0,0024
															0330	Сера диоксид (516)	0,0113	183,873	0,0036
															0337	Окись углерода (584)	0,074	1204,125	0,0243
															0703	3,4-Бензпирен (54)	1,34E-07	0,002	4,45E-08
															1325	Формальдегид (609)	0,0015	24,408	0,000485
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,037	602,062	0,0121
Проведение ГРП																			
020	Дизель установки насоса ГРП (SPF-743), 414кВт	1	108	Выхлопная труба	1941	5	0,2	126,29	3,9674	450	52800	89540			0301	Азота диоксид (4)	0,8826	589,16	0,5944
															0304	Азота оксид (6)	0,14342	95,737	0,0966
															0328	Сажа (583)	0,0575	38,383	0,0372
															0330	Сера диоксид (516)	0,1379	92,052	0,0929
															0337	Окись углерода (584)	0,7125	475,614	0,483
															0703	3,4-Бензпирен (54)	1,38E-06	0,0009	1,02E-06
															1325	Формальдегид (609)	0,0138	9,212	0,0093
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,3333	222,487	0,2229
020	Дизель установки насоса ГРП (SPF-743), 414кВт	1	108	Выхлопная труба	1942	5	0,2	126,29	3,9674	450	52800	89540			0301	Азота диоксид (4)	0,8826	589,16	0,5944
															0304	Азота оксид (6)	0,14342	95,737	0,0966
															0328	Сажа (583)	0,0575	38,383	0,0372
															0330	Сера диоксид (516)	0,1379	92,052	0,0929
															0337	Окись углерода (584)	0,7125	475,614	0,483

Произ-во	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер ист. выбро-сов на карте-схеме	Высота источ-ника выб-росов, м	Диаметр устья трубы, м	ГВС на выходе из трубы при макс. разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме, м				Код ве-ществ-ва	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества		
											точ.ист, /1-го конца лин. ист. /центра площ. ист.		2-го конца лин. ист. / длина, ширина площ. ист.						
	Наименование	Кол-во, шт.						Скор., м/с	Объем, $м^3/с$	Т, °С	X1	Y1	X2	Y2			г/с	$мг/нм^3$	т/год
															0703	3,4-Бензпирен (54)	1,38E-06	0,0009	1,02E-06
															1325	Формальдегид (609)	0,0138	9,212	0,0093
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,3333	222,487	0,2229
020	Дизель установки насоса ГРП (SPF-743), 414кВт	1	108	Выхлопная труба	1943	5	0,2	126,29	3,9674	450	52800	89540			0301	Азота диоксид (4)	0,8826	589,16	0,5944
															0304	Азота оксид (6)	0,14342	95,737	0,0966
															0328	Сажа (583)	0,0575	38,383	0,0372
															0330	Сера диоксид (516)	0,1379	92,052	0,0929
															0337	Окись углерода (584)	0,7125	475,614	0,483
															0703	3,4-Бензпирен (54)	1,38E-06	0,0009	1,02E-06
															1325	Формальдегид (609)	0,0138	9,212	0,0093
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,3333	222,487	0,2229
020	Дизель установки насоса ГРП (SPF-743), 414кВт	1	108	Выхлопная труба	1944	5	0,2	126,29	3,9674	450	52800	89540			0301	Азота диоксид (4)	0,8826	589,16	0,5944
															0304	Азота оксид (6)	0,14342	95,737	0,0966
															0328	Сажа (583)	0,0575	38,383	0,0372
															0330	Сера диоксид (516)	0,1379	92,052	0,0929
															0337	Окись углерода (584)	0,7125	475,614	0,483
															0703	3,4-Бензпирен (54)	1,38E-06	0,0009	1,02E-06
															1325	Формальдегид (609)	0,0138	9,212	0,0093
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,3333	222,487	0,2229
020	ДЭС CAT-32 пескосмесительной установки (Тягач Peterbilt), 313кВт	1	108	Выхлопная труба	1945	3,5	0,2	51,86	1,6291	450	52800	89540			0301	Азота диоксид (4)	0,6669	1084,148	0,2318
															0304	Азота оксид (6)	0,10836	176,156	0,03767
															0328	Сажа (583)	0,0434	70,553	0,0145
															0330	Сера диоксид (516)	0,1042	169,393	0,0362
															0337	Окись углерода (584)	0,5383	875,089	0,1884
															0703	3,4-Бензпирен (54)	1,04E-06	0,002	3,98E-07
															1325	Формальдегид (609)	0,0104	16,907	0,0036
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,2518	409,339	0,0869
020	Дизель CAT-3412E затрубного насоса, 370кВт	1	108	Выхлопная труба	1946	3,5	0,2	132,96	4,1771	450	52800	89540			0301	Азота диоксид (4)	0,7893	500,429	0,5944
															0304	Азота оксид (6)	0,12827	81,325	0,096596
															0328	Сажа (583)	0,0514	32,588	0,0372
															0330	Сера диоксид (516)	0,1233	78,174	0,0929
															0337	Окись углерода (584)	0,6372	403,996	0,483
															0703	3,4-Бензпирен (54)	1,23E-06	0,0008	1,02E-06
															1325	Формальдегид (609)	0,0123	7,798	0,0093
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,2981	189	0,2229
020	Дизель нагнетательной установки (SUS-235), 147кВт	3	324	Выхлопная труба	1947	3,5	0,1	77,3	0,6071142	450	52800	89540			0301	Азота диоксид (4)	0,3138	1368,857	0,0864
															0304	Азота оксид (6)	0,05099	222,428	0,01404
															0328	Сажа (583)	0,0204	88,989	0,0054
															0330	Сера диоксид (516)	0,049	213,748	0,0135
															0337	Окись углерода (584)	0,2533	1104,944	0,0702
															0703	3,4-Бензпирен (54)	4,9E-07	0,002	1,48E-07
															1325	Формальдегид (609)	0,0049	21,375	0,0013
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,1185	516,92	0,0324
020	Дизель модуля управления, 25кВт	1	120	Выхлопная труба	1948	3,5	0,1	18,61	0,1461629	450	52800	89540			0301	Азота диоксид (4)	0,0572	1036,417	0,0249
															0304	Азота оксид (6)	0,0093	168,508	0,00404
															0328	Сажа (583)	0,0049	88,784	0,0022
															0330	Сера диоксид (516)	0,0076	137,706	0,0033
															0337	Окись углерода (584)	0,055	996,555	0,0217
															0703	3,4-Бензпирен (54)	9,03E-08	0,002	3,97E-08
															1325	Формальдегид (609)	0,001	18,119	0,0004
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,025	452,979	0,0108
020	Диз.двиг. CUMMINS QSB7 для подачи пропанта, 313кВт	1	120	Выхлопная труба	1949	3,5	0,2	16,62	0,5221	450	52800	89540			0301	Азота диоксид (4)	0,6669	3382,849	0,3302
															0304	Азота оксид (6)	0,10836	549,656	0,05366
															0328	Сажа (583)	0,0434	220,146	0,0206

Произ-во	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер ист. выбро-сов на карте-схеме	Высота источ-ника выб-росов, м	Диаметр устья трубы, м	ГВС на выходе из трубы при макс. разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме, м				Код ве-щест-ва	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества		
											точ.ист, /1-го конца лин. ист. /центра площ. ист.		2-го конца лин. ист. / длина, ширина площ. ист.						
	Наименование	Кол-во, шт.						Скор., м/с	Объем, $м^3/с$	Т, °С	X1	Y1	X2	Y2			г/с	$мг/нм^3$	т/год
															0330	Сера диоксид (516)	0,1042	528,554	0,0516
															0337	Окись углерода (584)	0,5383	2730,526	0,2683
															0703	3,4-Бензпирен (54)	1,04E-06	0,005	5,68E-07
															1325	Формальдегид (609)	0,0104	52,754	0,0052
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,2518	1277,255	0,1238
020	Дизель генератора, 64кВт	1	120	Выхлопная труба	1950	3,5	0,1	66,48	0,5221	450	52800	89540			0301	Азота диоксид (4)	0,1465	743,121	0,0888
															0304	Азота оксид (6)	0,0238	120,725	0,01442
															0328	Сажа (583)	0,0124	62,899	0,0077
															0330	Сера диоксид (516)	0,0196	99,421	0,0116
															0337	Окись углерода (584)	0,128	649,28	0,0774
															0703	3,4-Бензпирен (54)	2,31E-07	0,001	1,42E-07
															1325	Формальдегид (609)	0,0027	13,696	0,0015
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,064	324,64	0,0387
020	Парогенератор с теплообменником Dutchoffshore	1	120	Дымовая труба	1951	3,5	0,33	3,67	0,3138953	200	52800	89540			0301	Азота диоксид (4)	0,04085	225,479	0,0176472
															0328	Сажа (583)	0,002986	16,482	0,00129
															0330	Сера диоксид (516)	0,070233	387,665	0,0303408
															0337	Окись углерода (584)	0,1634	901,915	0,0705888
															0703	3,4-Бензпирен (54)	4,3E-08	0,0002	1,86E-08
Заканчивание скважины																			
021	Установка ПАП-60/80. ДЭС ЯМЗ-238ДЕ-2, 220кВт	1	134	Выхлопная труба	1952	3,5	0,1	144,55	1,1353	450	52800	89540			0301	Азота диоксид (4)	0,4693	1094,752	0,2011
															0304	Азота оксид (6)	0,07627	177,918	0,03267
															0328	Сажа (583)	0,0306	71,382	0,0126
															0330	Сера диоксид (516)	0,0733	170,989	0,0314
															0337	Окись углерода (584)	0,3789	883,872	0,1634
															0703	3,4-Бензпирен (54)	7,33E-07	0,002	3,46E-07
															1325	Формальдегид (609)	0,0073	17,029	0,0031
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,1772	413,36	0,0754
021	ДизельG12V190 привода бур. насоса №1 SL3NB-1300, 800кВт	1	118	Выхлопная труба	1953	5	0,3	56,07	3,9634	450	52800	89540			0301	Азота диоксид (4)	1,92	1282,948	0,6909
															0304	Азота оксид (6)	0,312	208,479	0,112275
															0328	Сажа (583)	0,1333	89,071	0,048
															0330	Сера диоксид (516)	0,2667	178,209	0,096
															0337	Окись углерода (584)	1,6	1069,123	0,5758
															0703	3,4-Бензпирен (54)	2,89E-06	0,002	1,06E-06
															1325	Формальдегид (609)	0,0333	22,251	0,0115
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,8	534,562	0,2879
021	ДизельG12V190 привода бур. насоса №2 SL3NB-1300, 800кВт	1	118	Выхлопная труба	1954	5	0,3	56,07	3,9634	450	52800	89540			0301	Азота диоксид (4)	1,92	1282,948	0,6909
															0304	Азота оксид (6)	0,312	208,479	0,112275
															0328	Сажа (583)	0,1333	89,071	0,048
															0330	Сера диоксид (516)	0,2667	178,209	0,096
															0337	Окись углерода (584)	1,6	1069,123	0,5758
															0703	3,4-Бензпирен (54)	2,89E-06	0,002	1,06E-06
															1325	Формальдегид (609)	0,0333	22,251	0,0115
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,8	534,562	0,2879
021	ДЭС ЯМЗ-238, 100кВт	1	118	Выхлопная труба	1955	3,5	0,1	65	0,5105	450	52800	89540			0301	Азота диоксид (4)	0,2133	1106,549	0,0791
															0304	Азота оксид (6)	0,03467	179,86	0,01285
															0328	Сажа (583)	0,0139	72,11	0,0049
															0330	Сера диоксид (516)	0,0333	172,752	0,0124
															0337	Окись углерода (584)	0,1722	893,332	0,0643
															0703	3,4-Бензпирен (54)	3,3E-07	0,002	1,36E-07
															1325	Формальдегид (609)	0,0033	17,12	0,0012
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,0806	418,133	0,0297
021	ДЭС ЯМЗ-7511, 200кВт	1	118	Выхлопная труба	1956	3,5	0,2	34,02	1,0689	450	52800	89540			0301	Азота диоксид (4)	0,4267	1057,21	0,1656
															0304	Азота оксид (6)	0,06933	171,775	0,02692
															0328	Сажа (583)	0,0278	68,878	0,0104

Произ-во	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер ист. выбро-сов на карте-схеме	Высота источ-ника выб-росов, м	Диаметр устья трубы, м	ГВС на выходе из трубы при макс. разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме, м				Код ве-ществ-ва	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества		
											точ.ист, /1-го конца лин. ист. /центра площ. ист.		2-го конца лин. ист. / длина, ширина площ. ист.						
	Наименование	Кол-во, шт.						Скор., м/с	Объем, $м^3/с$	Т, °С	X1	Y1	X2	Y2			г/с	$мг/нм^3$	т/год
															0330	Сера диоксид (516)	0,0667	165,259	0,0259
															0337	Окись углерода (584)	0,3444	853,3	0,1346
															0703	3,4-Бензпирен (54)	6,67E-07	0,002	2,85E-07
															1325	Формальдегид (609)	0,0067	16,6	0,0026
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,1611	399,148	0,0621
021	Осветительная мачта РСА POWER 400MLT, 8,25кВт	4	404	Выхлопная труба	1957	3,5	0,1	3,58	0,0281173	450	52800	89540			0301	Азота диоксид (4)	0,0189	1780,18	0,0161
															0304	Азота оксид (6)	0,00307	289,161	0,00261
															0328	Сажа (583)	0,0016	150,703	0,0014
															0330	Сера диоксид (516)	0,0025	235,474	0,0021
															0337	Окись углерода (584)	0,0165	1554,125	0,014
															0703	3,4-Бензпирен (54)	2,98E-08	0,003	2,57E-08
															1325	Формальдегид (609)	0,0003	28,257	0,0003
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,0083	781,772	0,007
Неорганизованные источники																			
019	Сварочные работы	1	130	Поверхность работ	6904	2				31,8	52800	89540	2	2	0123	Железо (II, III) оксиды (274)	0,03586		0,00815
															0143	Марганец (327)	0,00053		0,00019
															0301	Азота диоксид (4)	0,01781		0,00373
															0337	Окись углерода (584)	0,01761		0,00449
															0342	Фтористые газ. соед. (617)	0,00026		6,975E-05
															0344	Фториды неорг. плохо раств.	0,00028		0,000075
															2908	Пыль неорг., SiO2 в %: 70-20	0,00028		0,000075
019	Склад ГСМ	1 1	360 120	Поверхность работ	6907	2				31,8	52807	89540	2	2	0333	Сероводород (518)	2,5E-06		1,278E-05
															2735	Масло мин. нефтяное (716*)	0,0009		0,004567
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,000894		0,004559
023	Соляно кислотная обработка пластов	1	48	Поверхность работ	6912	2				31,8	52807	89540	2	2	0316	Соляная кислота	0,00165		0,0002851
023	Маневрирование спецтехники (передвижные источники)	1		Неорганизованный источник	6913*	5				50	52800	89540	10	10	0301	Азота диоксид (4)	0,5461		
															0304	Азота оксид (6)	0,0887		
															0328	Сажа (583)	0,2645		
															0330	Сера диоксид (516)	0,3413		
															0337	Окись углерода (584)	1,7066		
															0703	3,4-Бензпирен (54)	5,46E-06		
															2704	Бензин (60)	0,0109		
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,512		

Таблица 4.2.1.6 Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу по Дополнению №3 подвариант 2а

Произ-во	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер ист. выбросов на карте-схеме	Высота источ-ника выбро-сов, м	Диаметр устья трубы, м	ГВС на выходе из трубы при макс. разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме, м				Код ве-щест-ва	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества		
											точ.ист, /1-го конца лин. ист. /центра площ. ист.		2-го конца лин. ист. / длина, ширина площ. ист.						
	Наименование	Кол-во, шт.						Скор., м/с	Объем, $м^3/с$	Т, °С	X1	Y1	X2	Y2			г/с	$мг/нм^3$	т/год
2023г.																			
КРС скважины РП-6																			
Организованные источники																			
019	Установка хранения топлива. Емкость дизтоплива	1 1	30.46 8	Дыхательный патрубок	1910	3,5	0,1	2,1	0,0165	31,8	54000	88550			0333	Сероводород (518)	5,49E-05	3,716	9,63E-06
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,01955	1323,393	0,003433
019	Установка хранения масла	1 1	1.2 0.25	Дыхательный патрубок	1911	3,5	0,1	13,6	0,1068	31,8	54000	88550			2735	Масло мин. нефтяное (716*)	0,000412	4,303	0,0004387
019	Дизель канатного подъем. типа LandLine D на базе MAN, 294кВт	1	134	Выхлопная труба	1914	3,5	0,15	42,05	0,7431	450	54000	88550			0301	Азота диоксид (4)	0,6272	2235,333	0,1316
															0304	Азота оксид (6)	0,10192	363,242	0,02138
															0328	Сажа (583)	0,0408	145,411	0,0082
															0330	Сера диоксид (516)	0,098	349,271	0,0206
															0337	Окись углерода (584)	0,5063	1804,447	0,1069
															0703	3,4-Бензпирен (54)	9,8E-07	0,003	2,26E-07
															1325	Формальдегид (609)	0,0098	34,927	0,0021
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,2368	843,952	0,0493
019	Дизель CG12V190 для привода бур. насоса №1 RL2NB-800, 882кВт	1	588	Выхлопная труба	1930	4,5	0,2	139,09	4,3697	450	54002	88552			0301	Азота диоксид (4)	2,1168	1282,947	3,8086
															0304	Азота оксид (6)	0,34398	208,479	0,6189
															0328	Сажа (583)	0,147	89,094	0,2645
															0330	Сера диоксид (516)	0,294	178,187	0,529
															0337	Окись углерода (584)	1,764	1069,122	3,1738
															0703	3,4-Бензпирен (54)	3,19E-06	0,002	5,82E-06
															1325	Формальдегид (609)	0,0368	22,304	0,0635
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,882	534,561	1,5869
019	Дизель CG12V190 для привода бур. насоса №2 RL2NB-800, 882кВт	1	588	Выхлопная труба	1931	4,5	0,2	139,09	4,3696	450	54004	88554			0301	Азота диоксид (4)	2,1168	1282,962	3,8086
															0304	Азота оксид (6)	0,34398	208,481	0,6189
															0328	Сажа (583)	0,147	89,095	0,2645
															0330	Сера диоксид (516)	0,294	178,189	0,529
															0337	Окись углерода (584)	1,764	1069,135	3,1738
															0703	3,4-Бензпирен (54)	3,19E-06	0,002	5,82E-06
															1325	Формальдегид (609)	0,0368	22,304	0,0635
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,882	534,568	1,5869
019	Дизель привода лебедки и ротора типа CAT-15, 350кВт	1	588	Выхлопная труба	1932	3,5	0,15	104,61	1,8487	450	54005	88556			0301	Азота диоксид (4)	0,7467	1069,684	1,4318
															0304	Азота оксид (6)	0,12133	173,811	0,23266
															0328	Сажа (583)	0,0486	69,622	0,0895
															0330	Сера диоксид (516)	0,1167	167,178	0,2237
															0337	Окись углерода (584)	0,6028	863,54	1,1633
															0703	3,4-Бензпирен (54)	1,17E-06	0,002	2,46E-06
															1325	Формальдегид (609)	0,0117	16,761	0,0224
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,2819	403,835	0,5369

Произ-во	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер ист. выбросов на карте-схеме	Высота источ-ника выбро-сов, м	Диаметр устья трубы, м	ГВС на выходе из трубы при макс. разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме, м				Код ве-ще-ства	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества		
											точ.ист, /1-го конца лин. ист. /центра площ. ист.		2-го конца лин. ист. / длина, ширина площ. ист.						
	Наименование	Кол-во, шт.						Скор., м/с	Объем, $м^3/с$	Т, °С	X1	Y1	X2	Y2			г/с	$мг/нм^3$	т/год
019	Дизель установки САТ-18, 522кВт	1	588	Выхлопная труба	1933	3,5	0,15	160,69	2,8396	450	54006	88570			0301	Азота диоксид (4)	1,1136	1038,599	2,2001
															0304	Азота оксид (6)	0,18096	168,772	0,357519
															0328	Сажа (583)	0,0725	67,617	0,1375
															0330	Сера диоксид (516)	0,174	162,281	0,3438
															0337	Окись углерода (584)	0,899	838,452	1,7876
															0703	3,4-Бензпирен (54)	1,74E-06	0,002	3,78E-06
															1325	Формальдегид (609)	0,0174	16,228	0,0344
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,4205	392,179	0,825
019	Дизельная установка САТ-9 ДЭС- 224	1	722	Выхлопная труба	1934	3,5	0,15	93,02	1,6438	450	54018	88565			0301	Азота диоксид (4)	0,4779	769,952	1,5638
															0304	Азота оксид (6)	0,07765	125,103	0,25411
															0328	Сажа (583)	0,0311	50,106	0,0977
															0330	Сера диоксид (516)	0,0747	120,35	0,2443
															0337	Окись углерода (584)	0,3858	621,568	1,2706
															0703	3,4-Бензпирен (54)	7,47E-07	0,001	2,69E-06
															1325	Формальдегид (609)	0,0075	12,083	0,0244
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,1804	290,645	0,586419
019	Осветительная мачта Atlas, 15кВт	1	778	Выхлопная труба	1935	3,5	0,1	6,52	0,0512	450	54025	88540			0301	Азота диоксид (4)	0,0343	1774,189	0,0564
															0304	Азота оксид (6)	0,00558	288,629	0,00916
															0328	Сажа (583)	0,0029	150,004	0,0049
															0330	Сера диоксид (516)	0,0046	237,938	0,0074
															0337	Окись углерода (584)	0,03	1551,769	0,0492
															0703	3,4-Бензпирен (54)	5,42E-08	0,003	9,01E-08
															1325	Формальдегид (609)	0,0006	31,035	0,001
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,015	775,884	0,0246
019	Бойлер 80HP	1	941	Дымовая труба	1936	5	0,2	10	0,3142	200	54010	88558			0301	Азота диоксид (4)	0,0409	225,565	0,13835
															0328	Сажа (583)	0,00299	16,49	0,01011
															0330	Сера диоксид (516)	0,07023	387,32	0,237872
															0337	Окись углерода (584)	0,1634	901,155	0,55342
															0703	3,4-Бензпирен (54)	4,3E-08	0,0002	1,46E-07
019	Дизель генератора сварочного агр. Д-144, 37кВт	1	130	Выхлопная труба	1937	3,5	0,1	19,29	0,1515	400	54025	88540			0301	Азота диоксид (4)	0,0847	1378,235	0,0278
															0304	Азота оксид (6)	0,01376	223,902	0,00452
															0328	Сажа (583)	0,0072	117,158	0,0024
															0330	Сера диоксид (516)	0,0113	183,873	0,0036
															0337	Окись углерода (584)	0,074	1204,125	0,0243
															0703	3,4-Бензпирен (54)	1,34E-07	0,002	4,45E-08
															1325	Формальдегид (609)	0,0015	24,408	0,000485
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,037	602,062	0,0121
Проведение ГРП																			
020	Дизель установки насоса ГРП (SPF-743), 414кВт	1	108	Выхлопная труба	1941	5	0,2	126,29	3,9674	450	54000	88550			0301	Азота диоксид (4)	0,8826	589,16	0,5944
															0304	Азота оксид (6)	0,14342	95,737	0,0966
															0328	Сажа (583)	0,0575	38,383	0,0372

Произ-во	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер ист. выбросов на карте-схеме	Высота источ-ника выбро-сов, м	Диаметр устья трубы, м	ГВС на выходе из трубы при макс. разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме, м				Код ве-ще-ства	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества		
											точ.ист, /1-го конца лин. ист. /центра площ. ист.		2-го конца лин. ист. / длина, ширина площ. ист.						
	Наименование	Кол-во, шт.						Скор., м/с	Объем, $м^3/с$	Т, °С	X1	Y1	X2	Y2			г/с	$мг/нм^3$	т/год
															0330	Сера диоксид (516)	0,1379	92,052	0,0929
															0337	Окись углерода (584)	0,7125	475,614	0,483
															0703	3,4-Бензпирен (54)	1,38E-06	0,0009	1,02E-06
															1325	Формальдегид (609)	0,0138	9,212	0,0093
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,3333	222,487	0,2229
020	Дизель установки насоса ГРП (SPF-743), 414кВт	1	108	Выхлопная труба	1942	5	0,2	126,29	3,9674	450	54005	88555			0301	Азота диоксид (4)	0,8826	589,16	0,5944
															0304	Азота оксид (6)	0,14342	95,737	0,0966
															0328	Сажа (583)	0,0575	38,383	0,0372
															0330	Сера диоксид (516)	0,1379	92,052	0,0929
															0337	Окись углерода (584)	0,7125	475,614	0,483
															0703	3,4-Бензпирен (54)	1,38E-06	0,0009	1,02E-06
															1325	Формальдегид (609)	0,0138	9,212	0,0093
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,3333	222,487	0,2229
020	Дизель установки насоса ГРП (SPF-743), 414кВт	1	108	Выхлопная труба	1943	5	0,2	126,29	3,9674	450	54007	88558			0301	Азота диоксид (4)	0,8826	589,16	0,5944
															0304	Азота оксид (6)	0,14342	95,737	0,0966
															0328	Сажа (583)	0,0575	38,383	0,0372
															0330	Сера диоксид (516)	0,1379	92,052	0,0929
															0337	Окись углерода (584)	0,7125	475,614	0,483
															0703	3,4-Бензпирен (54)	1,38E-06	0,0009	1,02E-06
															1325	Формальдегид (609)	0,0138	9,212	0,0093
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,3333	222,487	0,2229
020	Дизель установки насоса ГРП (SPF-743), 414кВт	1	108	Выхлопная труба	1944	5	0,2	126,29	3,9674	450	54010	88548			0301	Азота диоксид (4)	0,8826	589,16	0,5944
															0304	Азота оксид (6)	0,14342	95,737	0,0966
															0328	Сажа (583)	0,0575	38,383	0,0372
															0330	Сера диоксид (516)	0,1379	92,052	0,0929
															0337	Окись углерода (584)	0,7125	475,614	0,483
															0703	3,4-Бензпирен (54)	1,38E-06	0,0009	1,02E-06
															1325	Формальдегид (609)	0,0138	9,212	0,0093
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,3333	222,487	0,2229
020	ДЭС САТ-32 пескосмесительной установки (Тягач Peterbilt), 313кВт	1	108	Выхлопная труба	1945	3,5	0,2	51,86	1,6291	450	54000	88548			0301	Азота диоксид (4)	0,6669	1084,148	0,2318
															0304	Азота оксид (6)	0,10836	176,156	0,03767
															0328	Сажа (583)	0,0434	70,553	0,0145
															0330	Сера диоксид (516)	0,1042	169,393	0,0362
															0337	Окись углерода (584)	0,5383	875,089	0,1884
															0703	3,4-Бензпирен (54)	1,04E-06	0,002	3,98E-07
															1325	Формальдегид (609)	0,0104	16,907	0,0036
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,2518	409,339	0,0869
020		1	108	Выхлопная труба	1946	3,5	0,2	132,96	4,1771	450	54009	88541			0301	Азота диоксид (4)	0,7893	500,429	0,5944
															0304	Азота оксид (6)	0,12827	81,325	0,096596

Произ-во	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер ист. выбросов на карте-схеме	Высота источ-ника выбро-сов, м	Диаметр устья трубы, м	ГВС на выходе из трубы при макс. разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме, м				Код ве-ще-ст-ва	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества		
											точ.ист, /1-го конца лин. ист. /центра площ. ист.		2-го конца лин. ист. / длина, ширина площ. ист.						
	Наименование	Кол-во, шт.						Скор., м/с	Объем, м³/с	Т, °С	X1	Y1	X2	Y2			г/с	мг/нм³	т/год
	Дизель CAT-3412E затрубного насоса, 370кВт														0328	Сажа (583)	0,0514	32,588	0,0372
															0330	Сера диоксид (516)	0,1233	78,174	0,0929
															0337	Окись углерода (584)	0,6372	403,996	0,483
															0703	3,4-Бензпирен (54)	1,23E-06	0,0008	1,02E-06
															1325	Формальдегид (609)	0,0123	7,798	0,0093
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,2981	189	0,2229
020	Дизель нагнетательной установки (SUS-235), 147кВт	3	324	Выхлопная труба	1947	3,5	0,1	77,3	0,6071	450	54015	88550			0301	Азота диоксид (4)	0,3138	1368,857	0,0864
															0304	Азота оксид (6)	0,05099	222,428	0,01404
															0328	Сажа (583)	0,0204	88,989	0,0054
															0330	Сера диоксид (516)	0,049	213,748	0,0135
															0337	Окись углерода (584)	0,2533	1104,944	0,0702
															0703	3,4-Бензпирен (54)	4,9E-07	0,002	1,48E-07
															1325	Формальдегид (609)	0,0049	21,375	0,0013
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,1185	516,92	0,0324
020	Дизель модуля управления, 25кВт	1	120	Выхлопная труба	1948	3,5	0,1	18,61	0,1462	450	54000	88538			0301	Азота диоксид (4)	0,0572	1036,417	0,0249
															0304	Азота оксид (6)	0,0093	168,508	0,00404
															0328	Сажа (583)	0,0049	88,784	0,0022
															0330	Сера диоксид (516)	0,0076	137,706	0,0033
															0337	Окись углерода (584)	0,055	996,555	0,0217
															0703	3,4-Бензпирен (54)	9,03E-08	0,002	3,97E-08
															1325	Формальдегид (609)	0,001	18,119	0,0004
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,025	452,979	0,0108
020	Диз.двиг. CUMMINS QSB7 для подачи пропанта, 313кВт	1	120	Выхлопная труба	1949	3,5	0,2	16,62	0,5221	450	54003	88562			0301	Азота диоксид (4)	0,6669	3382,849	0,3302
															0304	Азота оксид (6)	0,10836	549,656	0,05366
															0328	Сажа (583)	0,0434	220,146	0,0206
															0330	Сера диоксид (516)	0,1042	528,554	0,0516
															0337	Окись углерода (584)	0,5383	2730,526	0,2683
															0703	3,4-Бензпирен (54)	1,04E-06	0,005	5,68E-07
															1325	Формальдегид (609)	0,0104	52,754	0,0052
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,2518	1277,255	0,1238
020	Дизель генератора, 64кВт	1	120	Выхлопная труба	1950	3,5	0,1	66,48	0,5221	450	54000	88538			0301	Азота диоксид (4)	0,1465	743,121	0,0888
															0304	Азота оксид (6)	0,0238	120,725	0,01442
															0328	Сажа (583)	0,0124	62,899	0,0077
															0330	Сера диоксид (516)	0,0196	99,421	0,0116
															0337	Окись углерода (584)	0,128	649,28	0,0774
															0703	3,4-Бензпирен (54)	2,31E-07	0,001	1,42E-07
															1325	Формальдегид (609)	0,0027	13,696	0,0015
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,064	324,64	0,0387
020		1	120	Дымовая труба	1951	3,5	0,33	3,67	0,3139	200	54020	88550			0301	Азота диоксид (4)	0,04085	225,479	0,0176472

Произ-во	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер ист. выбросов на карте-схеме	Высота источ-ника выбро-сов, м	Диаметр устья трубы, м	ГВС на выходе из трубы при макс. разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме, м				Код ве-ще-ст-ва	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества		
											точ.ист, /1-го конца лин. ист. /центра площ. ист.		2-го конца лин. ист. / длина, ширина площ. ист.						
	Наименование	Кол-во, шт.						Скор., м/с	Объем, м³/с	Т, °С	X1	Y1	X2	Y2			г/с	мг/нм³	т/год
	Парогенератор с теплообменником Dutchoffshore														0328	Сажа (583)	0,002986	16,482	0,00129
															0330	Сера диоксид (516)	0,070233	387,665	0,0303408
															0337	Окись углерода (584)	0,1634	901,915	0,0705888
															0703	3,4-Бензпирен (54)	4,3E-08	0,0002	1,86E-08
Заканчивание скважины																			
021	Установка ПАП-60/80. ДЭС ЯМЗ-238ДЕ-2, 220кВт	1	134	Выхлопная труба	1952	3,5	0,1	144,55	1,135	450	54000	88550			0301	Азота диоксид (4)	0,4693	1094,752	0,2011
															0304	Азота оксид (6)	0,07627	177,918	0,03267
															0328	Сажа (583)	0,0306	71,382	0,0126
															0330	Сера диоксид (516)	0,0733	170,989	0,0314
															0337	Окись углерода (584)	0,3789	883,872	0,1634
															0703	3,4-Бензпирен (54)	7,33E-07	0,002	3,46E-07
															1325	Формальдегид (609)	0,0073	17,029	0,0031
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,1772	413,36	0,0754
021	ДизельG12V190 привода бур. насоса №1 SL3NB-1300, 800кВт	1	118	Выхлопная труба	1953	5	0,3	56,07	3,963	450	54000	88550			0301	Азота диоксид (4)	1,92	1282,948	0,6909
															0304	Азота оксид (6)	0,312	208,479	0,112275
															0328	Сажа (583)	0,1333	89,071	0,048
															0330	Сера диоксид (516)	0,2667	178,209	0,096
															0337	Окись углерода (584)	1,6	1069,123	0,5758
															0703	3,4-Бензпирен (54)	2,89E-06	0,002	1,06E-06
															1325	Формальдегид (609)	0,0333	22,251	0,0115
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,8	534,562	0,2879
021	ДизельG12V190 привода бур. насоса №2 SL3NB-1300, 800кВт	1	118	Выхлопная труба	1954	5	0,3	56,07	3,963	450	54004	88550			0301	Азота диоксид (4)	1,92	1282,948	0,6909
															0304	Азота оксид (6)	0,312	208,479	0,112275
															0328	Сажа (583)	0,1333	89,071	0,048
															0330	Сера диоксид (516)	0,2667	178,209	0,096
															0337	Окись углерода (584)	1,6	1069,123	0,5758
															0703	3,4-Бензпирен (54)	2,89E-06	0,002	1,06E-06
															1325	Формальдегид (609)	0,0333	22,251	0,0115
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,8	534,562	0,2879
021	ДЭС ЯМЗ-238, 100кВт	1	118	Выхлопная труба	1955	3,5	0,1	65	0,511	450	54010	88550			0301	Азота диоксид (4)	0,2133	1106,549	0,0791
															0304	Азота оксид (6)	0,03467	179,86	0,01285
															0328	Сажа (583)	0,0139	72,11	0,0049
															0330	Сера диоксид (516)	0,0333	172,752	0,0124
															0337	Окись углерода (584)	0,1722	893,332	0,0643
															0703	3,4-Бензпирен (54)	3,3E-07	0,002	1,36E-07
															1325	Формальдегид (609)	0,0033	17,12	0,0012
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,0806	418,133	0,0297
021	ДЭС ЯМЗ-7511, 200кВт	1	118	Выхлопная труба	1956	3,5	0,2	34,02	1,069	450	54014	88550			0301	Азота диоксид (4)	0,4267	1057,21	0,1656
															0304	Азота оксид (6)	0,06933	171,775	0,02692
															0328	Сажа (583)	0,0278	68,878	0,0104
															0330	Сера диоксид (516)	0,0667	165,259	0,0259

Произ-во	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер ист. выбросов на карте-схеме	Высота источ-ника выбро-сов, м	Диаметр устья трубы, м	ГВС на выходе из трубы при макс. разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме, м				Код ве-ще-ст-ва	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества		
											точ.ист, /1-го конца лин. ист. /центра площ. ист.		2-го конца лин. ист. / длина, ширина площ. ист.						
	Наименование	Кол-во, шт.						Скор., м/с	Объем, м³/с	Т, °С	X1	Y1	X2	Y2			г/с	мг/нм³	т/год
															0337	Окись углерода (584)	0,3444	853,3	0,1346
															0703	3,4-Бензпирен (54)	6,67E-07	0,002	2,85E-07
															1325	Формальдегид (609)	0,0067	16,6	0,0026
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,1611	399,148	0,0621
021	Осветительная мачта PCA POWER 400MLT, 8,25кВт	4	404	Выхлопная труба	1957	3,5	0,1	3,58	0,028	450	54012	88555			0301	Азота диоксид (4)	0,0189	1780,18	0,0161
															0304	Азота оксид (6)	0,00307	289,161	0,00261
															0328	Сажа (583)	0,0016	150,703	0,0014
															0330	Сера диоксид (516)	0,0025	235,474	0,0021
															0337	Окись углерода (584)	0,0165	1554,125	0,014
															0703	3,4-Бензпирен (54)	2,98E-08	0,003	2,57E-08
															1325	Формальдегид (609)	0,0003	28,257	0,0003
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,0083	781,772	0,007
Неорганизованные источники																			
019	Сварочные работы	1	130	Поверхность работ	6904	2				31,8	54000	88540	2	2	0123	Железо (II, III) оксиды (274)	0,03586		0,00815
															0143	Марганец (327)	0,00053		0,00019
															0301	Азота диоксид (4)	0,01781		0,00373
															0337	Окись углерода (584)	0,01761		0,00449
															0342	Фтористые газ. соед. (617)	0,00026		6,975E-05
															0344	Фториды неорг. плохо раств.	0,00028		0,000075
															2908	Пыль неорг., SiO2 в %: 70-20	0,00028		0,000075
019	Склад ГСМ	1 1	360 120	Поверхность работ	6907	2				31,8	54000	88560	2	2	0333	Сероводород (518)	2,5E-06		1,278E-05
															2735	Масло мин. нефтяное (716*)	0,0009		0,004567
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,000894		0,004559
023	Соляно кислотная обработка пластов	1	48	Поверхность работ	6912	2				31,8	54000	88550	2	2	0316	Соляная кислота	0,00165		0,0002851
023	Маневрирование спецтехники (передвижные источники)	1		Неорганизованный источник	6913*	5				50	54000	88540	10	10	0301	Азота диоксид (4)	0,5461		
															0304	Азота оксид (6)	0,0887		
															0328	Сажа (583)	0,2645		
															0330	Сера диоксид (516)	0,3413		
															0337	Окись углерода (584)	1,7066		
															0703	3,4-Бензпирен (54)	5,46E-06		
															2704	Бензин (60)	0,0109		
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,512		
2024г.																			
КРС скважины РП-7																			
Организованные источники																			
019	Установка хранения топлива. Емкость дизтоплива	1 1	30.46 8	Дыхательный патрубок	1910	3,5	0,1	2,1	0,0165	31,8	52807	89540			0333	Сероводород (518)	5,49E-05	3,716	9,63E-06
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,01955	1323,393	0,003433

Произ-во	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер ист. выбросов на карте-схеме	Высота источ-ника выбро-сов, м	Диаметр устья трубы, м	ГВС на выходе из трубы при макс. разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме, м				Код ве-ще-ст-ва	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества		
											точ.ист, /1-го конца лин. ист. /центра площ. ист.		2-го конца лин. ист. / длина, ширина площ. ист.						
	Наименование	Кол-во, шт.						Скор., м/с	Объем, $м^3/с$	Т, °С	X1	Y1	X2	Y2			г/с	$мг/нм^3$	т/год
019	Установка хранения масла	1 1	1.2 0.25	Дыхательный патрубок	1911	3,5	0,1	13,6	0,1068	31,8	52807	89540			2735	Масло мин. нефтяное (716*)	0,000412	4,303	0,0004387
019	Дизель канатного подъем. типа LandLine D на базе MAN, 294кВт	1	134	Выхлопная труба	1914	3,5	0,15	42,05	0,7431	450	52800	89540			0301	Азота диоксид (4)	0,6272	2235,333	0,1316
															0304	Азота оксид (6)	0,10192	363,242	0,02138
															0328	Сажа (583)	0,0408	145,411	0,0082
															0330	Сера диоксид (516)	0,098	349,271	0,0206
															0337	Окись углерода (584)	0,5063	1804,447	0,1069
															0703	3,4-Бензпирен (54)	9,8E-07	0,003	2,26E-07
															1325	Формальдегид (609)	0,0098	34,927	0,0021
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,2368	843,952	0,0493
019	Дизель CG12V190 для привода бур. насоса №1 RL2NB-800, 882кВт	1	588	Выхлопная труба	1930	4,5	0,2	139,09	4,3697	450	52800	89540			0301	Азота диоксид (4)	2,1168	1282,947	3,8086
															0304	Азота оксид (6)	0,34398	208,479	0,6189
															0328	Сажа (583)	0,147	89,094	0,2645
															0330	Сера диоксид (516)	0,294	178,187	0,529
															0337	Окись углерода (584)	1,764	1069,122	3,1738
															0703	3,4-Бензпирен (54)	3,19E-06	0,002	5,82E-06
															1325	Формальдегид (609)	0,0368	22,304	0,0635
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,882	534,561	1,5869
019	Дизель CG12V190 для привода бур. насоса №2 RL2NB-800, 882кВт	1	588	Выхлопная труба	1931	4,5	0,2	139,09	4,3696	450	52800	89540			0301	Азота диоксид (4)	2,1168	1282,962	3,8086
															0304	Азота оксид (6)	0,34398	208,481	0,6189
															0328	Сажа (583)	0,147	89,095	0,2645
															0330	Сера диоксид (516)	0,294	178,189	0,529
															0337	Окись углерода (584)	1,764	1069,135	3,1738
															0703	3,4-Бензпирен (54)	3,19E-06	0,002	5,82E-06
															1325	Формальдегид (609)	0,0368	22,304	0,0635
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,882	534,568	1,5869
019	Дизель привода лебедки и ротора типа CAT-15, 350кВт	1	588	Выхлопная труба	1932	3,5	0,15	104,61	1,8487	450	52800	89540			0301	Азота диоксид (4)	0,7467	1069,684	1,4318
															0304	Азота оксид (6)	0,12133	173,811	0,23266
															0328	Сажа (583)	0,0486	69,622	0,0895
															0330	Сера диоксид (516)	0,1167	167,178	0,2237
															0337	Окись углерода (584)	0,6028	863,54	1,1633
															0703	3,4-Бензпирен (54)	1,17E-06	0,002	2,46E-06
															1325	Формальдегид (609)	0,0117	16,761	0,0224
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,2819	403,835	0,5369
019	Дизель установки CAT-18, 522кВт	1	588	Выхлопная труба	1933	3,5	0,15	160,69	2,8396	450	52800	89540			0301	Азота диоксид (4)	1,1136	1038,599	2,2001
															0304	Азота оксид (6)	0,18096	168,772	0,357519
															0328	Сажа (583)	0,0725	67,617	0,1375
															0330	Сера диоксид (516)	0,174	162,281	0,3438
															0337	Окись углерода (584)	0,899	838,452	1,7876
															0703	3,4-Бензпирен (54)	1,74E-06	0,002	3,78E-06

Произ-во	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер ист. выбросов на карте-схеме	Высота источ-ника выбро-сов, м	Диаметр устья трубы, м	ГВС на выходе из трубы при макс. разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме, м				Код ве-ще-ст-ва	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества		
											точ.ист, /1-го конца лин. ист. /центра площ. ист.		2-го конца лин. ист. / длина, ширина площ. ист.						
	Наименование	Кол-во, шт.						Скор., м/с	Объем, м³/с	Т, °С	X1	Y1	X2	Y2			г/с	мг/нм³	т/год
															1325	Формальдегид (609)	0,0174	16,228	0,0344
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,4205	392,179	0,825
019	Дизельная установка САТ-9 ДЭС- 224	1	722	Выхлопная труба	1934	3,5	0,15	93,02	1,6438	450	52800	89540			0301	Азота диоксид (4)	0,4779	769,952	1,5638
															0304	Азота оксид (6)	0,07765	125,103	0,25411
															0328	Сажа (583)	0,0311	50,106	0,0977
															0330	Сера диоксид (516)	0,0747	120,35	0,2443
															0337	Окись углерода (584)	0,3858	621,568	1,2706
															0703	3,4-Бензпирен (54)	7,47E-07	0,001	2,69E-06
															1325	Формальдегид (609)	0,0075	12,083	0,0244
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,1804	290,645	0,586419
019	Осветительная мачта Atlas, 15кВт	1	778	Выхлопная труба	1935	3,5	0,1	6,52	0,0512	450	52800	89540			0301	Азота диоксид (4)	0,0343	1774,189	0,0564
															0304	Азота оксид (6)	0,00558	288,629	0,00916
															0328	Сажа (583)	0,0029	150,004	0,0049
															0330	Сера диоксид (516)	0,0046	237,938	0,0074
															0337	Окись углерода (584)	0,03	1551,769	0,0492
															0703	3,4-Бензпирен (54)	5,42E-08	0,003	9,01E-08
															1325	Формальдегид (609)	0,0006	31,035	0,001
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,015	775,884	0,0246
019	Бойлер 80НР	1	941	Дымовая труба	1936	5	0,2	10	0,3142	200	52800	89540			0301	Азота диоксид (4)	0,0409	225,565	0,13835
															0328	Сажа (583)	0,00299	16,49	0,01011
															0330	Сера диоксид (516)	0,07023	387,32	0,237872
															0337	Окись углерода (584)	0,1634	901,155	0,55342
															0703	3,4-Бензпирен (54)	4,3E-08	0,0002	1,46E-07
019	Дизель генератора сварочного агр. Д-144, 37кВт	1	130	Выхлопная труба	1937	3,5	0,1	19,29	0,1515	400	52800	89540			0301	Азота диоксид (4)	0,0847	1378,235	0,0278
															0304	Азота оксид (6)	0,01376	223,902	0,00452
															0328	Сажа (583)	0,0072	117,158	0,0024
															0330	Сера диоксид (516)	0,0113	183,873	0,0036
															0337	Окись углерода (584)	0,074	1204,125	0,0243
															0703	3,4-Бензпирен (54)	1,34E-07	0,002	4,45E-08
															1325	Формальдегид (609)	0,0015	24,408	0,000485
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,037	602,062	0,0121
Проведение ГРП																			
020	Дизель установки насоса ГРП (SPF-743), 414кВт	1	108	Выхлопная труба	1941	5	0,2	126,29	3,9674	450	52800	89540			0301	Азота диоксид (4)	0,8826	589,16	0,5944
															0304	Азота оксид (6)	0,14342	95,737	0,0966
															0328	Сажа (583)	0,0575	38,383	0,0372
															0330	Сера диоксид (516)	0,1379	92,052	0,0929
															0337	Окись углерода (584)	0,7125	475,614	0,483
															0703	3,4-Бензпирен (54)	1,38E-06	0,0009	1,02E-06
															1325	Формальдегид (609)	0,0138	9,212	0,0093

Произ-во	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер ист. выбросов на карте-схеме	Высота источ-ника выбро-сов, м	Диаметр устья трубы, м	ГВС на выходе из трубы при макс. разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме, м				Код ве-ще-ства	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества		
											точ.ист, /1-го конца лин. ист. /центра площ. ист.		2-го конца лин. ист. / длина, ширина площ. ист.						
	Наименование	Кол-во, шт.						Скор., м/с	Объем, м³/с	Т, °С	X1	Y1	X2	Y2			г/с	мг/нм³	т/год
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,3333	222,487	0,2229
020	Дизель установки насоса ГРП (SPF-743), 414кВт	1	108	Выхлопная труба	1942	5	0,2	126,29	3,9674	450	52800	89540			0301	Азота диоксид (4)	0,8826	589,16	0,5944
															0304	Азота оксид (6)	0,14342	95,737	0,0966
															0328	Сажа (583)	0,0575	38,383	0,0372
															0330	Сера диоксид (516)	0,1379	92,052	0,0929
															0337	Окись углерода (584)	0,7125	475,614	0,483
															0703	3,4-Бензпирен (54)	1,38E-06	0,0009	1,02E-06
															1325	Формальдегид (609)	0,0138	9,212	0,0093
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,3333	222,487	0,2229
020	Дизель установки насоса ГРП (SPF-743), 414кВт	1	108	Выхлопная труба	1943	5	0,2	126,29	3,9674	450	52800	89540			0301	Азота диоксид (4)	0,8826	589,16	0,5944
															0304	Азота оксид (6)	0,14342	95,737	0,0966
															0328	Сажа (583)	0,0575	38,383	0,0372
															0330	Сера диоксид (516)	0,1379	92,052	0,0929
															0337	Окись углерода (584)	0,7125	475,614	0,483
															0703	3,4-Бензпирен (54)	1,38E-06	0,0009	1,02E-06
															1325	Формальдегид (609)	0,0138	9,212	0,0093
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,3333	222,487	0,2229
020	Дизель установки насоса ГРП (SPF-743), 414кВт	1	108	Выхлопная труба	1944	5	0,2	126,29	3,9674	450	52800	89540			0301	Азота диоксид (4)	0,8826	589,16	0,5944
															0304	Азота оксид (6)	0,14342	95,737	0,0966
															0328	Сажа (583)	0,0575	38,383	0,0372
															0330	Сера диоксид (516)	0,1379	92,052	0,0929
															0337	Окись углерода (584)	0,7125	475,614	0,483
															0703	3,4-Бензпирен (54)	1,38E-06	0,0009	1,02E-06
															1325	Формальдегид (609)	0,0138	9,212	0,0093
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,3333	222,487	0,2229
020	ДЭС САТ-32 пескосмесительной установки (Тягач Peterbilt), 313кВт	1	108	Выхлопная труба	1945	3,5	0,2	51,86	1,6291	450	52800	89540			0301	Азота диоксид (4)	0,6669	1084,148	0,2318
															0304	Азота оксид (6)	0,10836	176,156	0,03767
															0328	Сажа (583)	0,0434	70,553	0,0145
															0330	Сера диоксид (516)	0,1042	169,393	0,0362
															0337	Окись углерода (584)	0,5383	875,089	0,1884
															0703	3,4-Бензпирен (54)	1,04E-06	0,002	3,98E-07
															1325	Формальдегид (609)	0,0104	16,907	0,0036
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,2518	409,339	0,0869
020	Дизель САТ-3412Е затрубного насоса, 370кВт	1	108	Выхлопная труба	1946	3,5	0,2	132,96	4,1771	450	52800	89540			0301	Азота диоксид (4)	0,7893	500,429	0,5944
															0304	Азота оксид (6)	0,12827	81,325	0,096596
															0328	Сажа (583)	0,0514	32,588	0,0372
															0330	Сера диоксид (516)	0,1233	78,174	0,0929
															0337	Окись углерода (584)	0,6372	403,996	0,483
															0703	3,4-Бензпирен (54)	1,23E-06	0,0008	1,02E-06

Произ-во	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер ист. выбросов на карте-схеме	Высота источ-ника выбро-сов, м	Диаметр устья трубы, м	ГВС на выходе из трубы при макс. разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме, м				Код ве-ще-ст-ва	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества		
											точ.ист, /1-го конца лин. ист. /центра площ. ист.		2-го конца лин. ист. / длина, ширина площ. ист.						
	Наименование	Кол-во, шт.						Скор., м/с	Объем, $м^3/с$	Т, °С	X1	Y1	X2	Y2			г/с	$мг/нм^3$	т/год
															1325	Формальдегид (609)	0,0123	7,798	0,0093
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,2981	189	0,2229
020	Дизель нагнетательной установки (SUS-235), 147кВт	3	324	Выхлопная труба	1947	3,5	0,1	77,3	0,6071	450	52800	89540			0301	Азота диоксид (4)	0,3138	1368,857	0,0864
															0304	Азота оксид (6)	0,05099	222,428	0,01404
															0328	Сажа (583)	0,0204	88,989	0,0054
															0330	Сера диоксид (516)	0,049	213,748	0,0135
															0337	Окись углерода (584)	0,2533	1104,944	0,0702
															0703	3,4-Бензпирен (54)	4,9E-07	0,002	1,48E-07
															1325	Формальдегид (609)	0,0049	21,375	0,0013
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,1185	516,92	0,0324
020	Дизель модуля управления, 25кВт	1	120	Выхлопная труба	1948	3,5	0,1	18,61	0,1462	450	52800	89540			0301	Азота диоксид (4)	0,0572	1036,417	0,0249
															0304	Азота оксид (6)	0,0093	168,508	0,00404
															0328	Сажа (583)	0,0049	88,784	0,0022
															0330	Сера диоксид (516)	0,0076	137,706	0,0033
															0337	Окись углерода (584)	0,055	996,555	0,0217
															0703	3,4-Бензпирен (54)	9,03E-08	0,002	3,97E-08
															1325	Формальдегид (609)	0,001	18,119	0,0004
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,025	452,979	0,0108
020	Диз.двиг. CUMMINS QSB7 для подачи пропанта, 313кВт	1	120	Выхлопная труба	1949	3,5	0,2	16,62	0,5221	450	52800	89540			0301	Азота диоксид (4)	0,6669	3382,849	0,3302
															0304	Азота оксид (6)	0,10836	549,656	0,05366
															0328	Сажа (583)	0,0434	220,146	0,0206
															0330	Сера диоксид (516)	0,1042	528,554	0,0516
															0337	Окись углерода (584)	0,5383	2730,526	0,2683
															0703	3,4-Бензпирен (54)	1,04E-06	0,005	5,68E-07
															1325	Формальдегид (609)	0,0104	52,754	0,0052
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,2518	1277,255	0,1238
020	Дизель генератора, 64кВт	1	120	Выхлопная труба	1950	3,5	0,1	66,48	0,5221	450	52800	89540			0301	Азота диоксид (4)	0,1465	743,121	0,0888
															0304	Азота оксид (6)	0,0238	120,725	0,01442
															0328	Сажа (583)	0,0124	62,899	0,0077
															0330	Сера диоксид (516)	0,0196	99,421	0,0116
															0337	Окись углерода (584)	0,128	649,28	0,0774
															0703	3,4-Бензпирен (54)	2,31E-07	0,001	1,42E-07
															1325	Формальдегид (609)	0,0027	13,696	0,0015
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,064	324,64	0,0387
020	Парогенератор с теплообменником Dutchoffshore	1	120	Дымовая труба	1951	3,5	0,33	3,67	0,3139	200	52800	89540			0301	Азота диоксид (4)	0,04085	225,479	0,0176472
															0328	Сажа (583)	0,002986	16,482	0,00129
															0330	Сера диоксид (516)	0,070233	387,665	0,0303408
															0337	Окись углерода (584)	0,1634	901,915	0,0705888
															0703	3,4-Бензпирен (54)	4,3E-08	0,0002	1,86E-08

Произ-во	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер ист. выбросов на карте-схеме	Высота источ-ника выбро-сов, м	Диаметр устья трубы, м	ГВС на выходе из трубы при макс. разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме, м				Код ве-ще-ства	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества		
											точ.ист, /1-го конца лин. ист. /центра площ. ист.		2-го конца лин. ист. / длина, ширина площ. ист.						
	Наименование	Кол-во, шт.						Скор., м/с	Объем, $м^3/с$	Т, °С	X1	Y1	X2	Y2			г/с	$мг/нм^3$	т/год
Заканчивание скважины																			
021	Установка ПАП-60/80. ДЭС ЯМЗ-238ДЕ-2, 220кВт	1	134	Выхлопная труба	1952	3,5	0,1	144,55	1,1353	450	52800	89540			0301	Азота диоксид (4)	0,4693	1094,752	0,2011
															0304	Азота оксид (6)	0,07627	177,918	0,03267
															0328	Сажа (583)	0,0306	71,382	0,0126
															0330	Сера диоксид (516)	0,0733	170,989	0,0314
															0337	Окись углерода (584)	0,3789	883,872	0,1634
															0703	3,4-Бензпирен (54)	7,33E-07	0,002	3,46E-07
															1325	Формальдегид (609)	0,0073	17,029	0,0031
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,1772	413,36	0,0754
021	ДизельG12V190 привода бур. насоса №1 SL3NB-1300, 800кВт	1	118	Выхлопная труба	1953	5	0,3	56,07	3,9634	450	52800	89540			0301	Азота диоксид (4)	1,92	1282,948	0,6909
															0304	Азота оксид (6)	0,312	208,479	0,112275
															0328	Сажа (583)	0,1333	89,071	0,048
															0330	Сера диоксид (516)	0,2667	178,209	0,096
															0337	Окись углерода (584)	1,6	1069,123	0,5758
															0703	3,4-Бензпирен (54)	2,89E-06	0,002	1,06E-06
															1325	Формальдегид (609)	0,0333	22,251	0,0115
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,8	534,562	0,2879
021	ДизельG12V190 привода бур. насоса №2 SL3NB-1300, 800кВт	1	118	Выхлопная труба	1954	5	0,3	56,07	3,9634	450	52800	89540			0301	Азота диоксид (4)	1,92	1282,948	0,6909
															0304	Азота оксид (6)	0,312	208,479	0,112275
															0328	Сажа (583)	0,1333	89,071	0,048
															0330	Сера диоксид (516)	0,2667	178,209	0,096
															0337	Окись углерода (584)	1,6	1069,123	0,5758
															0703	3,4-Бензпирен (54)	2,89E-06	0,002	1,06E-06
															1325	Формальдегид (609)	0,0333	22,251	0,0115
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,8	534,562	0,2879
021	ДЭС ЯМЗ-238, 100кВт	1	118	Выхлопная труба	1955	3,5	0,1	65	0,5105	450	52800	89540			0301	Азота диоксид (4)	0,2133	1106,549	0,0791
															0304	Азота оксид (6)	0,03467	179,86	0,01285
															0328	Сажа (583)	0,0139	72,11	0,0049
															0330	Сера диоксид (516)	0,0333	172,752	0,0124
															0337	Окись углерода (584)	0,1722	893,332	0,0643
															0703	3,4-Бензпирен (54)	3,3E-07	0,002	1,36E-07
															1325	Формальдегид (609)	0,0033	17,12	0,0012
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,0806	418,133	0,0297
021	ДЭС ЯМЗ-7511, 200кВт	1	118	Выхлопная труба	1956	3,5	0,2	34,02	1,0689	450	52800	89540			0301	Азота диоксид (4)	0,4267	1057,21	0,1656
															0304	Азота оксид (6)	0,06933	171,775	0,02692
															0328	Сажа (583)	0,0278	68,878	0,0104
															0330	Сера диоксид (516)	0,0667	165,259	0,0259
															0337	Окись углерода (584)	0,3444	853,3	0,1346
															0703	3,4-Бензпирен (54)	6,67E-07	0,002	2,85E-07
															1325	Формальдегид (609)	0,0067	16,6	0,0026

Произ-во	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер ист. выбросов на карте-схеме	Высота источ-ника выбро-сов, м	Диаметр устья трубы, м	ГВС на выходе из трубы при макс. разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме, м				Код ве-ще-ст-ва	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества		
											точ.ист, /1-го конца лин. ист. /центра площ. ист.		2-го конца лин. ист. / длина, ширина площ. ист.						
	Наименование	Кол-во, шт.						Скор., м/с	Объем, $м^3/с$	Т, °С	X1	Y1	X2	Y2			г/с	$мг/нм^3$	т/год
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,1611	399,148	0,0621
021	Осветительная мачта РСА POWER 400MLT, 8,25кВт	4	404	Выхлопная труба	1957	3,5	0,1	3,58	0,0281	450	52800	89540			0301	Азота диоксид (4)	0,0189	1780,18	0,0161
															0304	Азота оксид (6)	0,00307	289,161	0,00261
															0328	Сажа (583)	0,0016	150,703	0,0014
															0330	Сера диоксид (516)	0,0025	235,474	0,0021
															0337	Окись углерода (584)	0,0165	1554,125	0,014
															0703	3,4-Бензпирен (54)	2,98E-08	0,003	2,57E-08
															1325	Формальдегид (609)	0,0003	28,257	0,0003
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,0083	781,772	0,007
Неорганизованные источники																			
019	Сварочные работы	1	130	Поверхность работ	6904	2				31,8	52800	89540	2	2	0123	Железо (II, III) оксиды (274)	0,03586		0,00815
															0143	Марганец (327)	0,00053		0,00019
															0301	Азота диоксид (4)	0,01781		0,00373
															0337	Окись углерода (584)	0,01761		0,00449
															0342	Фтористые газ. соед. (617)	0,00026		6,975E-05
															0344	Фториды неорг. плохо раств.	0,00028		0,000075
															2908	Пыль неорг., SiO2 в %: 70-20	0,00028		0,000075
019	Склад ГСМ	1 1	360 120	Поверхность работ	6907	2				31,8	52807	89540	2	2	0333	Сероводород (518)	2,5E-06		1,278E-05
															2735	Масло мин. нефтяное (716*)	0,0009		0,004567
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,000894		0,004559
023	Соляно кислотная обработка пластов	1	48	Поверхность работ	6911	2				31,8	52807	89540	2	2	0316	Соляная кислота	0,00165		0,0002851
023	Маневрирование спецтехники (передвижные источники)	1		Неорганизованный источник	6913*	5				50	52800	89540	10	10	0301	Азота диоксид (4)	0,5461		
															0304	Азота оксид (6)	0,0887		
															0328	Сажа (583)	0,2645		
															0330	Сера диоксид (516)	0,3413		
															0337	Окись углерода (584)	1,7066		
															0703	3,4-Бензпирен (54)	5,46E-06		
															2704	Бензин (60)	0,0109		
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,512		
2025г.																			
Бурение скв. Г-9. Перевод скважины 9835 из ликвидационного фонда в нагнетательную																			
Организованные источники																			
025	скв.Г-9. ДЭС Д-144 сварочного агр. 37 кВт	1	12	Выхлопная труба	1909	3,5	0,1	13,6	0,1068	450	52807	89110			0301	Азота диоксид (4)	0,0847	2100,048	0,000429
															0304	Азота оксид (6)	0,01376	341,165	0,0000697
															0328	Сажа (583)	0,0072	178,516	0,0000374
															0330	Сера диоксид (516)	0,0113	280,172	0,0000561
															0337	Окись углерода (584)	0,074	1834,753	0,000374
															0703	3,4-Бензпирен (54)	1,34E-07	0,003	7E-10

Произ-во	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер ист. выбросов на карте-схеме	Высота источ-ника выбро-сов, м	Диаметр устья трубы, м	ГВС на выходе из трубы при макс. разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме, м				Код ве-ще-ст-ва	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества		
											точ.ист, /1-го конца лин. ист. /центра площ. ист.		2-го конца лин. ист. / длина, ширина площ. ист.						
	Наименование	Кол-во, шт.						Скор., м/с	Объем, м³/с	Т, °С	X1	Y1	X2	Y2			г/с	мг/нм³	т/год
															1325	Формальдегид (609)	0,00154	38,183	7,48E-06
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,037	917,376	0,000187
025	скв.Г-9скв., скв. 9835. Установка хранения топлива. Емкость дизтоплива	1 1	2.34 16.3	Дыхательный патрубок	1910	5	0,1	1,27	0,01	31,8	52807	89110			0333	Сероводород (518)	5,49E-05	6,129	6,93E-06
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,01955	2182,725	0,002464
025	скв.Г-9скв., скв. 9835. Установка хранения масла. Баки машинного, отработанного масел.	1 1	0.07 0.63	Дыхательный патрубок	1911	3	0,1	1,27	0,01	31,8	52807	89110			2735	Масло мин. нефтяное (716*)	0,000412	46,083	0,000438
026	Б/У А-50.Двигатель ЯМЗ 238 ДЕ-2 100 кВт	1	120	Выхлопная труба	1913	3,5	0,1	56,82	0,4463	450	52770	89700			0301	Азота диоксид (4)	0,21333	1266,005	0,05376
															0304	Азота оксид (6)	0,03467	205,749	0,00874
															0328	Сажа (583)	0,01389	82,43	0,00336
															0330	Сера диоксид (516)	0,03333	197,797	0,0084
															0337	Окись углерода (584)	0,17222	1022,038	0,04368
															0703	3,4-Бензпирен (54)	3,33E-07	0,002	9,24E-08
															1325	Формальдегид (609)	0,00333	19,762	0,00084
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,08056	478,083	0,02016
026	Дизель канатного подъем. типа LandLine D на базе MAN, 294кВт	1	134	Выхлопная труба	1914	3,5	0,15	42,05	0,7431	450	52770	89700			0301	Азота диоксид (4)	0,6272	2235,333	0,1316
															0304	Азота оксид (6)	0,10192	363,242	0,02138
															0328	Сажа (583)	0,0408	145,411	0,0082
															0330	Сера диоксид (516)	0,098	349,271	0,0206
															0337	Окись углерода (584)	0,5063	1804,447	0,1069
															0703	3,4-Бензпирен (54)	9,8E-07	0,003	2,26E-07
															1325	Формальдегид (609)	0,0098	34,927	0,0021
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,2368	843,952	0,0494
026	Дизель цемент. техники ЗЦА-400(BJ Pacemaker model 35-8-5), 490 кВт	1	10	Выхлопная труба	1915	3,5	0,2	39,4	1,2379	450	52770	89700			0301	Азота диоксид (4)	1,045	2235,663	0,0163
															0304	Азота оксид (6)	0,16981	363,29	0,00265
															0328	Сажа (583)	0,06803	145,543	0,00102
															0330	Сера диоксид (516)	0,16328	349,32	0,0025
															0337	Окись углерода (584)	0,84362	1804,833	0,0133
															0703	3,4-Бензпирен (54)	1,63E-06	0,003	2,8E-08
															1325	Формальдегид (609)	0,01633	34,936	0,000255
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,3946	844,204	0,0061
026	Дизель установки опрессовки АН-700, 500 кВт	1 1	35 7	Выхлопная труба	1916	3,5	0,2	40,22	1,2636	450	52770	89700			0301	Азота диоксид (4)	1,066667	2235,604	0,069925
															0304	Азота оксид (6)	0,17333	363,279	0,01136
															0328	Сажа (583)	0,06944	145,538	0,004328
															0330	Сера диоксид (516)	0,166667	349,314	0,010925
															0337	Окись углерода (584)	0,86111	1804,782	0,056818
															0703	3,4-Бензпирен (54)	1,67E-06	0,004	1,2E-07
															1325	Формальдегид (609)	0,01667	34,938	0,00109

Произ-во	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер ист. выбросов на карте-схеме	Высота источ-ника выбро-сов, м	Диаметр устья трубы, м	ГВС на выходе из трубы при макс. разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме, м				Код ве-ще-ст-ва	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества		
											точ.ист, /1-го конца лин. ист. /центра площ. ист.		2-го конца лин. ист. / длина, ширина площ. ист.						
	Наименование	Кол-во, шт.						Скор., м/с	Объем, м³/с	Т, °С	X1	Y1	X2	Y2			г/с	мг/нм³	т/год
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,40278	844,178	0,02622
026	Дизель смесительной машины СМН-20, 294 кВт	2 2	20 24	Выхлопная труба	1917	3,5	0,2	23,67	0,7435	450	52770	89700			0301	Азота диоксид (4)	0,62763	2235,622	0,06271
															0304	Азота оксид (6)	0,10199	363,289	0,010189
															0328	Сажа (583)	0,04086	145,544	0,00392
															0330	Сера диоксид (516)	0,09807	349,326	0,00977
															0337	Окись углерода (584)	0,50668	1804,797	0,05094
															0703	3,4-Бензпирен (54)	9,81E-07	0,003	1,078E-07
															1325	Формальдегид (609)	0,00981	34,943	0,000982
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,23699	844,16	0,02352
026	Бойлер	3	432	Дымовая труба	1918	3,5	0,33	0,6	0,0513	200	52770	89700			0301	Азота диоксид (4)	0,0067	226,206	0,00345
															0328	Сажа (583)	0,00049	16,543	0,00025
															0330	Сера диоксид (516)	0,01143	385,9	0,005927
															0337	Окись углерода (584)	0,0266	898,07	0,01379
															0703	3,4-Бензпирен (54)	6,99E-09	0,0002	3,6E-09
026	Дизель CG12V190 для привода бур. насоса №1 RL2NB-800, 882кВт	1	336	Выхлопная труба	1930	4,5	0,2	139,09	4,3697	450	52770	89700			0301	Азота диоксид (4)	2,1168	1282,947	2,1763
															0304	Азота оксид (6)	0,34398	208,479	0,35366
															0328	Сажа (583)	0,147	89,094	0,15114
															0330	Сера диоксид (516)	0,294	178,187	0,3023
															0337	Окись углерода (584)	1,764	1069,122	1,8136
															0703	3,4-Бензпирен (54)	3,19E-06	0,002	3,32E-06
															1325	Формальдегид (609)	0,0368	22,304	0,0363
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,882	534,561	0,90681
026	Дизель CG12V190 для привода бур. насоса №2 RL2NB-800, 882кВт	1	336	Выхлопная труба	1931	4,5	0,2	139,09	4,3696	450	52770	89700			0301	Азота диоксид (4)	2,1168	1282,962	2,1763
															0304	Азота оксид (6)	0,34398	208,481	0,35366
															0328	Сажа (583)	0,147	89,095	0,15114
															0330	Сера диоксид (516)	0,294	178,189	0,3023
															0337	Окись углерода (584)	1,764	1069,135	1,8136
															0703	3,4-Бензпирен (54)	3,19E-06	0,002	3,32E-06
															1325	Формальдегид (609)	0,0368	22,304	0,0363
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,882	534,568	0,90681
026	Дизель привода лебедки и ротора типа CAT-15, 350кВт	1	336	ДЭС 300 кВт для электроснабжения (основной)	1932	3,5	0,15	104,61	1,8487	450	52770	89700			0301	Азота диоксид (4)	0,7467	1069,684	0,81816
															0304	Азота оксид (6)	0,12133	173,811	0,132951
															0328	Сажа (583)	0,0486	69,622	0,051135
															0330	Сера диоксид (516)	0,1167	167,178	0,127837
															0337	Окись углерода (584)	0,6028	863,54	0,664755
															0703	3,4-Бензпирен (54)	1,17E-06	0,002	1,41E-06
															1325	Формальдегид (609)	0,0117	16,761	0,012784
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,2819	403,835	0,30681
026	Дизель установки CAT-18, 522кВт	1	336	Труба	1933	3,5	0,15	160,69	2,8396	450	52770	89700			0301	Азота диоксид (4)	1,1136	1038,599	1,25721
															0304	Азота оксид (6)	0,18096	168,772	0,2043

Произ-во	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер ист. выбросов на карте-схеме	Высота источ-ника выбро-сов, м	Диаметр устья трубы, м	ГВС на выходе из трубы при макс. разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме, м				Код ве-щест-ва	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества		
											точ.ист, /1-го конца лин. ист. /центра площ. ист.		2-го конца лин. ист. / длина, ширина площ. ист.						
	Наименование	Кол-во, шт.						Скор., м/с	Объем, $м^3/с$	Т, °С	X1	Y1	X2	Y2			г/с	$мг/нм^3$	т/год
															0328	Сажа (583)	0,0725	67,617	0,07858
															0330	Сера диоксид (516)	0,174	162,281	0,19644
															0337	Окись углерода (584)	0,899	838,452	1,02148
															0703	3,4-Бензпирен (54)	1,74E-06	0,002	2,16E-06
															1325	Формальдегид (609)	0,0174	16,228	0,01964
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,4205	392,179	0,47145
026	Дизельная установка САТ-9 ДЭС- 224	1	456	ДЭС 120 кВт (городок)	1934	3,5	0,15	93,02	1,6438	450	52770	89700			0301	Азота диоксид (4)	0,4779	769,952	0,98711
															0304	Азота оксид (6)	0,07765	125,103	0,1604
															0328	Сажа (583)	0,0311	50,106	0,06169
															0330	Сера диоксид (516)	0,0747	120,35	0,15424
															0337	Окись углерода (584)	0,3858	621,568	0,80202
															0703	3,4-Бензпирен (54)	7,47E-07	0,001	0,0000017
															1325	Формальдегид (609)	0,0075	12,083	0,01542
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,1804	290,645	0,37016
026	Осветительная мачта Atlas, 15кВт	1	461	ДЭС 120 кВт (городок)	1935	3,5	0,1	6,52	0,0512	450	52770	89700			0301	Азота диоксид (4)	0,0343	1774,189	0,0334
															0304	Азота оксид (6)	0,00558	288,629	0,00543
															0328	Сажа (583)	0,0029	150,004	0,00291
															0330	Сера диоксид (516)	0,0046	237,938	0,00437
															0337	Окись углерода (584)	0,03	1551,769	0,02913
															0703	3,4-Бензпирен (54)	5,42E-08	0,003	5,34E-08
															1325	Формальдегид (609)	0,0006	31,035	0,00058
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,015	775,884	0,01457
026	Бойлер 80НР	1	518	Дымовая труба	1936	3,5	0,33	3,67	0,3141	200	52770	89700			0301	Азота диоксид (4)	0,0409	225,608	0,07624
															0328	Сажа (583)	0,00299	16,493	0,0055758
															0330	Сера диоксид (516)	0,07023	387,394	0,131072
															0337	Окись углерода (584)	0,1634	901,327	0,30494
															0703	3,4-Бензпирен (54)	4,3E-08	0,0002	8,02E-08
026	Дизель генератора сварочного агр. Д-144, 37кВт	1	84	Выхлопная труба	1937	3,5	0,1	19,29	0,1515	400	52770	89700			0301	Азота диоксид (4)	0,0847	1378,235	0,01792
															0304	Азота оксид (6)	0,01376	223,902	0,00291
															0328	Сажа (583)	0,0072	117,158	0,00156
															0330	Сера диоксид (516)	0,0113	183,873	0,00234
															0337	Окись углерода (584)	0,074	1204,125	0,01563
															0703	3,4-Бензпирен (54)	1,34E-07	0,002	2,87E-08
															1325	Формальдегид (609)	0,0015	24,408	0,000313
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,037	602,062	0,00781
Установка ПАП 60/80																			
025	скв.Г-9.Установка ПАП-60/80. ДЭС ЯМЗ-238ДЕ-2, 220кВт	1	264	Выхлопная труба	1952	3,5	0,1	144,55	1,1353	450	52807	89110			0301	Азота диоксид (4)	0,4693	1094,752	0,3949
															0304	Азота оксид (6)	0,07627	177,918	0,064178
															0328	Сажа (583)	0,0306	71,382	0,0247
															0330	Сера диоксид (516)	0,0733	170,989	0,0617

Произ-во	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер ист. выбросов на карте-схеме	Высота источ-ника выбро-сов, м	Диаметр устья трубы, м	ГВС на выходе из трубы при макс. разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме, м				Код ве-ще-ства	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества		
											точ.ист, /1-го конца лин. ист. /центра площ. ист.		2-го конца лин. ист. / длина, ширина площ. ист.						
	Наименование	Кол-во, шт.						Скор., м/с	Объем, $м^3/с$	Т, °С	X1	Y1	X2	Y2			г/с	$мг/нм^3$	т/год
															0337	Окись углерода (584)	0,3789	883,872	0,3209
															0703	3,4-Бензпирен (54)	7,33E-07	0,002	6,79E-07
															1325	Формальдегид (609)	0,0073	17,029	0,0062
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,1772	413,36	0,1481
025	скв. Г-9. ДизельG12V190 привода бур. насоса №1 SL3NB-1300, 800кВт	1	264	Выхлопная труба	1953	5	0,3	56,07	3,9634	450	52807	89110			0301	Азота диоксид (4)	1,92	1282,948	1,5511
															0304	Азота оксид (6)	0,312	208,479	0,25205
															0328	Сажа (583)	0,1333	89,071	0,1077
															0330	Сера диоксид (516)	0,2667	178,209	0,2154
															0337	Окись углерода (584)	1,6	1069,123	1,2925
															0703	3,4-Бензпирен (54)	2,89E-06	0,002	2,37E-06
															1325	Формальдегид (609)	0,0333	22,251	0,0259
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,8	534,562	0,6463
025	скв. Г-9.ДизельG12V190 привода бур. насоса №2 SL3NB-1300, 800кВт	1	264	Выхлопная труба	1954	5	0,3	56,07	3,9634	450	52807	89110			0301	Азота диоксид (4)	1,92	1282,948	1,5511
															0304	Азота оксид (6)	0,312	208,479	0,25205
															0328	Сажа (583)	0,1333	89,071	0,1077
															0330	Сера диоксид (516)	0,2667	178,209	0,2154
															0337	Окись углерода (584)	1,6	1069,123	1,2925
															0703	3,4-Бензпирен (54)	2,89E-06	0,002	2,37E-06
															1325	Формальдегид (609)	0,0333	22,251	0,0259
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,8	534,562	0,6463
025	ДЭС ЯМЗ-238, 100кВт	1	264	Выхлопная труба	1955	3,5	0,1	65	0,5105	450	52807	89110			0301	Азота диоксид (4)	0,2133	1106,549	0,1779
															0304	Азота оксид (6)	0,03467	179,86	0,02886
															0328	Сажа (583)	0,0139	72,11	0,0111
															0330	Сера диоксид (516)	0,0333	172,752	0,0277
															0337	Окись углерода (584)	0,1722	893,332	0,1443
															0703	3,4-Бензпирен (54)	3,3E-07	0,002	3,05E-07
															1325	Формальдегид (609)	0,0033	17,12	0,0028
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,0806	418,133	0,0666
025	ДЭС ЯМЗ-7511, 200кВт	1	208	Выхлопная труба	1956	3,5	0,2	34,02	1,0689	450	52807	89110			0301	Азота диоксид (4)	0,4267	1057,21	0,2924
															0304	Азота оксид (6)	0,06933	171,775	0,04752
															0328	Сажа (583)	0,0278	68,878	0,0183
															0330	Сера диоксид (516)	0,0667	165,259	0,0457
															0337	Окись углерода (584)	0,3444	853,3	0,2376
															0703	3,4-Бензпирен (54)	6,67E-07	0,002	5,03E-07
															1325	Формальдегид (609)	0,0067	16,6	0,0046
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,1611	399,148	0,1097
025	Осветительная мачта PCA POWER 400MLT, 8,25кВт	4	776	Выхлопная труба	1957	3,5	0,1	3,58	0,0281	450	52807	89110			0301	Азота диоксид (4)	0,0189	1780,18	0,031
															0304	Азота оксид (6)	0,00307	289,161	0,00504
															0328	Сажа (583)	0,0016	150,703	0,0027

Произ-во	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер ист. выбросов на карте-схеме	Высота источ-ника выбро-сов, м	Диаметр устья трубы, м	ГВС на выходе из трубы при макс. разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме, м				Код ве-ще-ст-ва	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества		
											точ.ист, /1-го конца лин. ист. /центра площ. ист.		2-го конца лин. ист. / длина, ширина площ. ист.						
	Наименование	Кол-во, шт.						Скор., м/с	Объем, $м^3/с$	Т, °С	X1	Y1	X2	Y2			г/с	$мг/нм^3$	т/год
															0330	Сера диоксид (516)	0,0025	235,474	0,00406
															0337	Окись углерода (584)	0,0165	1554,125	0,02704
															0703	3,4-Бензпирен (54)	2,98E-08	0,003	4,96E-08
															1325	Формальдегид (609)	0,00034	32,024	0,00054
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,0083	781,772	0,01352
025	Дизель цемент. техники ЗЦА-320, 177 кВт	1	9	Выхлопная труба	1958	3,5	0,1	56,79	0,446	450	52807	89110			0301	Азота диоксид (4)	0,3765	2235,66	0,0055
															0304	Азота оксид (6)	0,06119	363,347	0,0009
															0328	Сажа (583)	0,0245	145,481	0,0003
															0330	Сера диоксид (516)	0,0588	349,155	0,0009
															0337	Окись углерода (584)	0,304	1805,154	0,045
															0703	3,4-Бензпирен (54)	5,88E-07	0,003	9,5E-09
															1325	Формальдегид (609)	0,0059	35,034	0,0001
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,1422	844,385	0,0021
Неорганизованные источники																			
025	скв. Г-9 .Перемещение грунта	1	2	Поверхность площадки	6902	2				31,8	52807	89110	5	5	2908	Пыль неорг., SiO2 в %: 70-20	0,1029		0,0029
025	скв.Г-9.Перемещение щебня, цемента, песка при СМР	1	2	Поверхность площадки	6903	2				31,8	52807	89110	5	5	2908	Пыль неорг., SiO2 в %: 70-20	0,2315		0,001504
025	скв. Г-9, скв. 9835. Сварочные работы	2 1	70 84	Поверхность участка	6904	2				31,8	52807	89110	2	2	0123	Железо (II, III) оксиды (274)	0,03586		0,005508
															0143	Марганец (327)	0,00053		0,0001238
															0301	Азота диоксид (4)	0,01781		0,002528
															0337	Окись углерода (584)	0,01761		0,0030168
															0342	Фтористые газ. соед. (617)	0,00026		4,466E-05
															0344	Фториды неорг. плохо раств.	0,00028		4,802E-05
															2908	Пыль неорг., SiO2 в %: 70-20	0,00028		4,802E-05
025	скв. Г-9, скв. 9835. Заправка спецтехники	1	10	Поверхность площадки	6906	2				31,8	52807	89110	2	2	0333	Сероводород (518)	3,14E-05		3,2E-07
															2735	Масло мин. нефтяное (716*)	0,00101		1,04E-07
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,0112		0,00011
025	скв.Г-9, скв. 9835. Склад ГСМ	1 1	276 1044	Поверхность участка	6907	2				31,8	52807	89110	5	5	0333	Сероводород (518)	2,5E-06		1,193E-05
															2735	Масло мин. нефтяное (716*)	0,0009		0,004261
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,000894		0,004249
025	скв.Г-9.Участок приготовления бурового раствора	1	18,7	Поверхность емкости	6908	2				31,8	52807	89110	4	5	0126	Калий хлорид (301)	0,04667		0,00002
															0128	Негашеная известь (635*)	0,04667		0,00002
															0150	Сода каустическая (876*)	0,04667		1,532E-06
															0155	Сода кальцинированная	0,14		0,00153

Произ-во	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер ист. выбросов на карте-схеме	Высота источ-ника выбро-сов, м	Диаметр устья трубы, м	ГВС на выходе из трубы при макс. разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме, м				Код ве-ще-ства	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества		
											точ.ист, /1-го конца лин. ист. /центра площ. ист.		2-го конца лин. ист. / длина, ширина площ. ист.						
	Наименование	Кол-во, шт.						Скор., м/с	Объем, $м^3/с$	Т, °С	X1	Y1	X2	Y2			г/с	$мг/нм^3$	т/год
025	скв.Г-9.Блок приемных емкостей бурового раствора	1	170	Поверхность участка	6909	2				31,8	52807	89110	2	2	0415	Смесь углев. пред. С1-С5	0,04645		0,006915
															0416	Смесь углев. пред. С6-С10	0,01718		0,00256
															0602	Бензол (64)	0,000225		0,0000334
															0616	Ксилол (322)	0,000103		0,0000158
															0621	Толуол (558)	0,000139		0,0000207
															2735	Масло мин. нефтяное (716*)	0,01388		0,00195
025	скв.Г-9.Площадка хранения бурового шлама	1	170,4	Поверхность участка	6910	2				31,8	52807	89110	5	5	0415	Смесь углев. пред. С1-С5	0,00771		0,00116
															0416	Смесь углев. пред. С6-С10	0,00285		0,00043
															0602	Бензол (64)	3,74E-05		5,65E-06
															0616	Ксилол (322)	1,82E-05		2,744E-06
															0621	Толуол (558)	2,35E-05		3,55E-06
															2735	Масло мин. нефтяное (716*)	5,34E-05		8,07E-06
025	скв.Г-9.Участок пригот. цемент. р-ра	1	1	Поверхность площадки	6911	2				31,8	52807	89110	2	2	2908	Пыль неорг., SiO2 в %: 70-20	0,0533		0,0002
025	Соляно кислотная обработка пластов	1 1	48 48 240	Поверхность участка	6912	2				31,8	52807	89110	2	2	0316	Соляная кислота	0,00165		0,0034212
025	Маневрирование спецтехники (передвижные источники)	1		Неорганизованный источник	6913*	5				50	52807	89110	10	10	0301	Азота диоксид (4)	0,5461		
															0304	Азота оксид (6)	0,0887		
															0328	Сажа (583)	0,2645		
															0330	Сера диоксид (516)	0,3413		
															0337	Окись углерода (584)	1,7066		
															0703	3,4-Бензпирен (54)	5,46E-06		
															2704	Бензин (60)	0,0109		
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,512		
2026-2037гг.																			
Соляно кислотная обработка																			
Неорганизованные источники																			
023	Соляно кислотная обработка пластов	2	16	Поверхность участка	6912	2				31,8	52807	89110	2	2	0316	Соляная кислота	0,00165		0,0034212

Таблица 4.2.1.7 Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу по Дополнению №3 Подвариант 2б

Произ-во	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер ист. выбро-сов на карте-схеме	Высота источ-ника выбро-сов, м	Диа-метр устья трубы, м	ГВС на выходе из трубы при макс. разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме, м				Код ве-щест-ва	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества		
											точ.ист, /1-го конца лин. ист. /центра площ. ист.		2-го конца лин. ист. / длина, ширина площ. ист.						
	Наименование	Кол-во, шт.						Скор., м/с	Объем, м³/с	Т, °С	X1	Y1	X2	Y2			г/с	мг/нм³	т/год
2023 г.																			
КРС скважины РП-6																			
Организованные источники																			
019	Установка хранения топлива. Емкость дизтоплива	1 1	30.46 8	Дыхательный патрубок	1910	3,5	0,1	2,1	0,0165	31,8	54000	88550			0333	Сероводород (518)	5,49E-05	3,716	9,63E-06
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,01955	1323,393	0,003433
019	Установка хранения масла	1 1	1.2 0.25	Дыхательный патрубок	1911	3,5	0,1	13,6	0,1068	31,8	54000	88550			2735	Масло мин. нефтяное (716*)	0,000412	4,303	0,0004387
019	Дизель канатного подъем. типа LandLine D на базе MAN, 294кВт	1	134	Выхлопная труба	1914	3,5	0,15	42,05	0,7431	450	54000	88550			0301	Азота диоксид (4)	0,6272	2235,333	0,1316
															0304	Азота оксид (6)	0,10192	363,242	0,02138
															0328	Сажа (583)	0,0408	145,411	0,0082
															0330	Сера диоксид (516)	0,098	349,271	0,0206
															0337	Окись углерода (584)	0,5063	1804,447	0,1069
															0703	3,4-Бензпирен (54)	9,8E-07	0,003	2,26E-07
															1325	Формальдегид (609)	0,0098	34,927	0,0021
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,2368	843,952	0,0493
019	Дизель CG12V190 для привода бур. насоса №1 RL2NB-800, 882кВт	1	588	Выхлопная труба	1930	4,5	0,2	139,09	4,3697	450	54002	88552			0301	Азота диоксид (4)	2,1168	1282,947	3,8086
															0304	Азота оксид (6)	0,34398	208,479	0,6189
															0328	Сажа (583)	0,147	89,094	0,2645
															0330	Сера диоксид (516)	0,294	178,187	0,529
															0337	Окись углерода (584)	1,764	1069,122	3,1738
															0703	3,4-Бензпирен (54)	3,19E-06	0,002	5,82E-06
															1325	Формальдегид (609)	0,0368	22,304	0,0635
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,882	534,561	1,5869
019	Дизель CG12V190 для привода бур. насоса №2 RL2NB-800, 882кВт	1	588	Выхлопная труба	1931	4,5	0,2	139,09	4,3696	450	54004	88554			0301	Азота диоксид (4)	2,1168	1282,962	3,8086
															0304	Азота оксид (6)	0,34398	208,481	0,6189
															0328	Сажа (583)	0,147	89,095	0,2645
															0330	Сера диоксид (516)	0,294	178,189	0,529
															0337	Окись углерода (584)	1,764	1069,135	3,1738
															0703	3,4-Бензпирен (54)	3,19E-06	0,002	5,82E-06
															1325	Формальдегид (609)	0,0368	22,304	0,0635
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,882	534,568	1,5869
019	Дизель привода лебедки и ротора типа CAT-15, 350кВт	1	588	Выхлопная труба	1932	3,5	0,15	104,61	1,8487	450	54005	88556			0301	Азота диоксид (4)	0,7467	1069,684	1,4318
															0304	Азота оксид (6)	0,12133	173,811	0,23266
															0328	Сажа (583)	0,0486	69,622	0,0895
															0330	Сера диоксид (516)	0,1167	167,178	0,2237
															0337	Окись углерода (584)	0,6028	863,54	1,1633
															0703	3,4-Бензпирен (54)	1,17E-06	0,002	2,46E-06
															1325	Формальдегид (609)	0,0117	16,761	0,0224
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,2819	403,835	0,5369
019	Дизель установки CAT-18, 522кВт	1	588	Выхлопная труба	1933	3,5	0,15	160,69	2,8396	450	54006	88570			0301	Азота диоксид (4)	1,1136	1038,599	2,2001
															0304	Азота оксид (6)	0,18096	168,772	0,357519
															0328	Сажа (583)	0,0725	67,617	0,1375
															0330	Сера диоксид (516)	0,174	162,281	0,3438
															0337	Окись углерода (584)	0,899	838,452	1,7876
															0703	3,4-Бензпирен (54)	1,74E-06	0,002	3,78E-06
															1325	Формальдегид (609)	0,0174	16,228	0,0344
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,4205	392,179	0,825
019	Дизельная установка CAT-9 ДЭС- 224	1	722	Выхлопная труба	1934	3,5	0,15	93,02	1,6438	450	54018	88565			0301	Азота диоксид (4)	0,4779	769,952	1,5638
															0304	Азота оксид (6)	0,07765	125,103	0,25411
															0328	Сажа (583)	0,0311	50,106	0,0977
															0330	Сера диоксид (516)	0,0747	120,35	0,2443
															0337	Окись углерода (584)	0,3858	621,568	1,2706

Произ-во	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер ист. выбро-сов на карте-схеме	Высота источ-ника выбро-сов, м	Диа-метр устья трубы, м	ГВС на выходе из трубы при макс. разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме, м				Код ве-щест-ва	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества		
											точ.ист, /1-го конца лин. ист. /центра площ. ист.		2-го конца лин. ист. / длина, ширина площ. ист.						
	Наименование	Кол-во, шт.						Скор., м/с	Объем, $м^3/с$	Т, °С	X1	Y1	X2	Y2			г/с	$мг/нм^3$	т/год
															0703	3,4-Бензпирен (54)	7,47E-07	0,001	2,69E-06
															1325	Формальдегид (609)	0,0075	12,083	0,0244
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,1804	290,645	0,586419
019	Осветительная мачта Atlas, 15кВт	1	778	Выхлопная труба	1935	3,5	0,1	6,52	0,0512	450	54025	88540			0301	Азота диоксид (4)	0,0343	1774,189	0,0564
															0304	Азота оксид (6)	0,00558	288,629	0,00916
															0328	Сажа (583)	0,0029	150,004	0,0049
															0330	Сера диоксид (516)	0,0046	237,938	0,0074
															0337	Окись углерода (584)	0,03	1551,769	0,0492
															0703	3,4-Бензпирен (54)	5,42E-08	0,003	9,01E-08
															1325	Формальдегид (609)	0,0006	31,035	0,001
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,015	775,884	0,0246
019	Бойлер 80НР	1	941	Дымовая труба	1936	5	0,2	10	0,3142	200	54010	88558			0301	Азота диоксид (4)	0,0409	225,565	0,13835
															0328	Сажа (583)	0,00299	16,49	0,01011
															0330	Сера диоксид (516)	0,07023	387,32	0,237872
															0337	Окись углерода (584)	0,1634	901,155	0,55342
															0703	3,4-Бензпирен (54)	4,3E-08	0,0002	1,46E-07
019	Дизель генератора сварочного агр. Д-144, 37кВт	1	130	Выхлопная труба	1937	3,5	0,1	19,29	0,1515	400	54025	88540			0301	Азота диоксид (4)	0,0847	1378,235	0,0278
															0304	Азота оксид (6)	0,01376	223,902	0,00452
															0328	Сажа (583)	0,0072	117,158	0,0024
															0330	Сера диоксид (516)	0,0113	183,873	0,0036
															0337	Окись углерода (584)	0,074	1204,125	0,0243
															0703	3,4-Бензпирен (54)	1,34E-07	0,002	4,45E-08
															1325	Формальдегид (609)	0,0015	24,408	0,000485
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,037	602,062	0,0121
Проведение ГРП																			
020	Дизель установки насоса ГРП (SPF-743), 414кВт	1	108	Выхлопная труба	1941	5	0,2	126,29	3,9674	450	54000	88550			0301	Азота диоксид (4)	0,8826	589,16	0,5944
															0304	Азота оксид (6)	0,14342	95,737	0,0966
															0328	Сажа (583)	0,0575	38,383	0,0372
															0330	Сера диоксид (516)	0,1379	92,052	0,0929
															0337	Окись углерода (584)	0,7125	475,614	0,483
															0703	3,4-Бензпирен (54)	1,38E-06	0,0009	1,02E-06
															1325	Формальдегид (609)	0,0138	9,212	0,0093
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,3333	222,487	0,2229
020	Дизель установки насоса ГРП (SPF-743), 414кВт	1	108	Выхлопная труба	1942	5	0,2	126,29	3,9674	450	54005	88555			0301	Азота диоксид (4)	0,8826	589,16	0,5944
															0304	Азота оксид (6)	0,14342	95,737	0,0966
															0328	Сажа (583)	0,0575	38,383	0,0372
															0330	Сера диоксид (516)	0,1379	92,052	0,0929
															0337	Окись углерода (584)	0,7125	475,614	0,483
															0703	3,4-Бензпирен (54)	1,38E-06	0,0009	1,02E-06
															1325	Формальдегид (609)	0,0138	9,212	0,0093
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,3333	222,487	0,2229
020	Дизель установки насоса ГРП (SPF-743), 414кВт	1	108	Выхлопная труба	1943	5	0,2	126,29	3,9674	450	54007	88558			0301	Азота диоксид (4)	0,8826	589,16	0,5944
															0304	Азота оксид (6)	0,14342	95,737	0,0966
															0328	Сажа (583)	0,0575	38,383	0,0372
															0330	Сера диоксид (516)	0,1379	92,052	0,0929
															0337	Окись углерода (584)	0,7125	475,614	0,483
															0703	3,4-Бензпирен (54)	1,38E-06	0,0009	1,02E-06
															1325	Формальдегид (609)	0,0138	9,212	0,0093
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,3333	222,487	0,2229
020	Дизель установки насоса ГРП (SPF-743), 414кВт	1	108	Выхлопная труба	1944	5	0,2	126,29	3,9674	450	54010	88548			0301	Азота диоксид (4)	0,8826	589,16	0,5944
															0304	Азота оксид (6)	0,14342	95,737	0,0966
															0328	Сажа (583)	0,0575	38,383	0,0372
															0330	Сера диоксид (516)	0,1379	92,052	0,0929
															0337	Окись углерода (584)	0,7125	475,614	0,483

Произ-во	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер ист. выбро-сов на карте-схеме	Высота источ-ника выбро-сов, м	Диа-метр устья трубы, м	ГВС на выходе из трубы при макс. разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме, м				Код ве-щест-ва	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества		
											точ.ист, /1-го конца лин. ист. /центра площ. ист.		2-го конца лин. ист. / длина, ширина площ. ист.						
	Наименование	Кол-во, шт.						Скор., м/с	Объем, м³/с	Т, °С	X1	Y1	X2	Y2			г/с	мг/нм³	т/год
															0703	3,4-Бензпирен (54)	1,38E-06	0,0009	1,02E-06
															1325	Формальдегид (609)	0,0138	9,212	0,0093
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,3333	222,487	0,2229
020	ДЭС CAT-32 пескосмесительной установки (Тягач Peterbilt), 313кВт	1	108	Выхлопная труба	1945	3,5	0,2	51,86	1,6291	450	54000	88548			0301	Азота диоксид (4)	0,6669	1084,148	0,2318
															0304	Азота оксид (6)	0,10836	176,156	0,03767
															0328	Сажа (583)	0,0434	70,553	0,0145
															0330	Сера диоксид (516)	0,1042	169,393	0,0362
															0337	Окись углерода (584)	0,5383	875,089	0,1884
															0703	3,4-Бензпирен (54)	1,04E-06	0,002	3,98E-07
															1325	Формальдегид (609)	0,0104	16,907	0,0036
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,2518	409,339	0,0869
020	Дизель CAT-3412E затрубного насоса, 370кВт	1	108	Выхлопная труба	1946	3,5	0,2	132,96	4,1771	450	54009	88541			0301	Азота диоксид (4)	0,7893	500,429	0,5944
															0304	Азота оксид (6)	0,12827	81,325	0,096596
															0328	Сажа (583)	0,0514	32,588	0,0372
															0330	Сера диоксид (516)	0,1233	78,174	0,0929
															0337	Окись углерода (584)	0,6372	403,996	0,483
															0703	3,4-Бензпирен (54)	1,23E-06	0,0008	1,02E-06
															1325	Формальдегид (609)	0,0123	7,798	0,0093
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,2981	189	0,2229
020	Дизель нагнетательной установки (SUS-235), 147кВт	3	324	Выхлопная труба	1947	3,5	0,1	77,3	0,6071	450	54015	88550			0301	Азота диоксид (4)	0,3138	1368,857	0,0864
															0304	Азота оксид (6)	0,05099	222,428	0,01404
															0328	Сажа (583)	0,0204	88,989	0,0054
															0330	Сера диоксид (516)	0,049	213,748	0,0135
															0337	Окись углерода (584)	0,2533	1104,944	0,0702
															0703	3,4-Бензпирен (54)	4,9E-07	0,002	1,48E-07
															1325	Формальдегид (609)	0,0049	21,375	0,0013
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,1185	516,92	0,0324
020	Дизель модуля управления, 25кВт	1	120	Выхлопная труба	1948	3,5	0,1	18,61	0,1462	450	54000	88538			0301	Азота диоксид (4)	0,0572	1036,417	0,0249
															0304	Азота оксид (6)	0,0093	168,508	0,00404
															0328	Сажа (583)	0,0049	88,784	0,0022
															0330	Сера диоксид (516)	0,0076	137,706	0,0033
															0337	Окись углерода (584)	0,055	996,555	0,0217
															0703	3,4-Бензпирен (54)	9,03E-08	0,002	3,97E-08
															1325	Формальдегид (609)	0,001	18,119	0,0004
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,025	452,979	0,0108
020	Диз.двиг. CUMMINS QSB7 для подачи пропанта, 313кВт	1	120	Выхлопная труба	1949	3,5	0,2	16,62	0,5221	450	54003	88562			0301	Азота диоксид (4)	0,6669	3382,849	0,3302
															0304	Азота оксид (6)	0,10836	549,656	0,05366
															0328	Сажа (583)	0,0434	220,146	0,0206
															0330	Сера диоксид (516)	0,1042	528,554	0,0516
															0337	Окись углерода (584)	0,5383	2730,526	0,2683
															0703	3,4-Бензпирен (54)	1,04E-06	0,005	5,68E-07
															1325	Формальдегид (609)	0,0104	52,754	0,0052
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,2518	1277,255	0,1238
020	Дизель генератора, 64кВт	1	120	Выхлопная труба	1950	3,5	0,1	66,48	0,5221	450	54000	88538			0301	Азота диоксид (4)	0,1465	743,121	0,0888
															0304	Азота оксид (6)	0,0238	120,725	0,01442
															0328	Сажа (583)	0,0124	62,899	0,0077
															0330	Сера диоксид (516)	0,0196	99,421	0,0116
															0337	Окись углерода (584)	0,128	649,28	0,0774
															0703	3,4-Бензпирен (54)	2,31E-07	0,001	1,42E-07
															1325	Формальдегид (609)	0,0027	13,696	0,0015
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,064	324,64	0,0387
020	Парогенератор с теплообменником Dutchoffshore	1	120	Дымовая труба	1951	3,5	0,33	3,67	0,3139	200	54020	88550			0301	Азота диоксид (4)	0,04085	225,479	0,0176472
															0328	Сажа (583)	0,002986	16,482	0,00129
															0330	Сера диоксид (516)	0,070233	387,665	0,0303408

Произ-во	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер ист. выбро-сов на карте-схеме	Высота источ-ника выбро-сов, м	Диа-метр устья трубы, м	ГВС на выходе из трубы при макс. разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме, м				Код ве-щест-ва	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества		
											точ.ист, /1-го конца лин. ист. /центра площ. ист.		2-го конца лин. ист. / длина, ширина площ. ист.						
	Наименование	Кол-во, шт.						Скор., м/с	Объем, м³/с	Т, °С	X1	Y1	X2	Y2			г/с	мг/нм³	т/год
															0337	Окись углерода (584)	0,1634	901,915	0,0705888
															0703	3,4-Бензпирен (54)	4,3E-08	0,0002	1,86E-08
Заканчивание скважины																			
021	Установка ПАП-60/80. ДЭС ЯМЗ-238ДЕ-2, 220кВт	1	134	Выхлопная труба	1952	3,5	0,1	144,55	1,1353	450	54000	88550			0301	Азота диоксид (4)	0,4693	1094,752	0,2011
															0304	Азота оксид (6)	0,07627	177,918	0,03267
															0328	Сажа (583)	0,0306	71,382	0,0126
															0330	Сера диоксид (516)	0,0733	170,989	0,0314
															0337	Окись углерода (584)	0,3789	883,872	0,1634
															0703	3,4-Бензпирен (54)	7,33E-07	0,002	3,46E-07
															1325	Формальдегид (609)	0,0073	17,029	0,0031
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,1772	413,36	0,0754
021	ДизельG12V190 привода бур. насоса №1 SL3NB-1300, 800кВт	1	118	Выхлопная труба	1953	5	0,3	56,07	3,9634	450	54000	88550			0301	Азота диоксид (4)	1,92	1282,948	0,6909
															0304	Азота оксид (6)	0,312	208,479	0,112275
															0328	Сажа (583)	0,1333	89,071	0,048
															0330	Сера диоксид (516)	0,2667	178,209	0,096
															0337	Окись углерода (584)	1,6	1069,123	0,5758
															0703	3,4-Бензпирен (54)	2,89E-06	0,002	1,06E-06
															1325	Формальдегид (609)	0,0333	22,251	0,0115
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,8	534,562	0,2879
021	ДизельG12V190 привода бур. насоса №2 SL3NB-1300, 800кВт	1	118	Выхлопная труба	1954	5	0,3	56,07	3,9634	450	54004	88550			0301	Азота диоксид (4)	1,92	1282,948	0,6909
															0304	Азота оксид (6)	0,312	208,479	0,112275
															0328	Сажа (583)	0,1333	89,071	0,048
															0330	Сера диоксид (516)	0,2667	178,209	0,096
															0337	Окись углерода (584)	1,6	1069,123	0,5758
															0703	3,4-Бензпирен (54)	2,89E-06	0,002	1,06E-06
															1325	Формальдегид (609)	0,0333	22,251	0,0115
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,8	534,562	0,2879
021	ДЭС ЯМЗ-238, 100кВт	1	118	Выхлопная труба	1955	3,5	0,1	65	0,5105	450	54010	88550			0301	Азота диоксид (4)	0,2133	1106,549	0,0791
															0304	Азота оксид (6)	0,03467	179,86	0,01285
															0328	Сажа (583)	0,0139	72,11	0,0049
															0330	Сера диоксид (516)	0,0333	172,752	0,0124
															0337	Окись углерода (584)	0,1722	893,332	0,0643
															0703	3,4-Бензпирен (54)	3,3E-07	0,002	1,36E-07
															1325	Формальдегид (609)	0,0033	17,12	0,0012
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,0806	418,133	0,0297
021	ДЭС ЯМЗ-7511, 200кВт	1	118	Выхлопная труба	1956	3,5	0,2	34,02	1,0689	450	54014	88550			0301	Азота диоксид (4)	0,4267	1057,21	0,1656
															0304	Азота оксид (6)	0,06933	171,775	0,02692
															0328	Сажа (583)	0,0278	68,878	0,0104
															0330	Сера диоксид (516)	0,0667	165,259	0,0259
															0337	Окись углерода (584)	0,3444	853,3	0,1346
															0703	3,4-Бензпирен (54)	6,67E-07	0,002	2,85E-07
															1325	Формальдегид (609)	0,0067	16,6	0,0026
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,1611	399,148	0,0621
021	Осветительная мачта PCA POWER 400MLT, 8,25кВт	4	404	Выхлопная труба	1957	3,5	0,1	3,58	0,0281	450	54012	88555			0301	Азота диоксид (4)	0,0189	1780,18	0,0161
															0304	Азота оксид (6)	0,00307	289,161	0,00261
															0328	Сажа (583)	0,0016	150,703	0,0014
															0330	Сера диоксид (516)	0,0025	235,474	0,0021
															0337	Окись углерода (584)	0,0165	1554,125	0,014
															0703	3,4-Бензпирен (54)	2,98E-08	0,003	2,57E-08
															1325	Формальдегид (609)	0,0003	28,257	0,0003
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,0083	781,772	0,007
Неорганизованные источники																			
019	Сварочные работы	1	130	Поверхность работ	6904	2				31,8	54000	88540	2	2	0123	Железо (II, III) оксиды (274)	0,03586		0,00815
															0143	Марганец (327)	0,00053		0,00019

Произ-во	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер ист. выбро-сов на карте-схеме	Высота источ-ника выбро-сов, м	Диа-метр устья трубы, м	ГВС на выходе из трубы при макс. разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме, м				Код ве-щест-ва	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества		
											точ.ист, /1-го конца лин. ист. /центра площ. ист.		2-го конца лин. ист. / длина, ширина площ. ист.						
	Наименование	Кол-во, шт.						Скор., м/с	Объем, $м^3/с$	Т, °С	X1	Y1	X2	Y2			г/с	$мг/нм^3$	т/год
															0301	Азота диоксид (4)	0,01781		0,00373
															0337	Окись углерода (584)	0,01761		0,00449
															0342	Фтористые газ. соед. (617)	0,00026		6,975E-05
															0344	Фториды неорг. плохо раств.	0,00028		0,000075
															2908	Пыль неорг., SiO2 в %: 70-20	0,00028		0,000075
019	Склад ГСМ	1 1	360 120	Поверхность работ	6907	2				31,8	54000	88560	2	2	0333	Сероводород (518)	2,5E-06		1,278E-05
															2735	Масло мин. нефтяное (716*)	0,0009		0,004567
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,000894		0,004559
023	Соляно кислотная обработка пластов	1	48	Поверхность работ	6912	2				31,8	54000	88550	2	2	0316	Соляная кислота	0,00165		0,0002851
023	Маневрирование спецтехники (передвижные источники)	1		Неорганизованный источник	6913*	5				50	54000	88540	10	10	0301	Азота диоксид (4)	0,5461		
															0304	Азота оксид (6)	0,0887		
															0328	Сажа (583)	0,2645		
															0330	Сера диоксид (516)	0,3413		
															0337	Окись углерода (584)	1,7066		
															0703	3,4-Бензпирен (54)	5,46E-06		
															2704	Бензин (60)	0,0109		
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,512		
2024 г.																			
КРС скважины РП-7																			
Организованные источники																			
019	Установка хранения топлива. Емкость дизтоплива	1 1	30.46 8	Дыхательный патрубок	1910	3,5	0,1	2,1	0,0165	31,8	52807	89540			0333	Сероводород (518)	5,49E-05	3,716	9,63E-06
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,01955	1323,393	0,003433
019	Установка хранения масла	1 1	1.2 0.25	Дыхательный патрубок	1911	3,5	0,1	13,6	0,1068	31,8	52807	89540			2735	Масло мин. нефтяное (716*)	0,000412	4,303	0,0004387
019	Дизель канатного подъем. типа LandLine D на базе MAN, 294кВт	1	134	Выхлопная труба	1914	3,5	0,15	42,05	0,7431	450	52800	89540			0301	Азота диоксид (4)	0,6272	2235,333	0,1316
															0304	Азота оксид (6)	0,10192	363,242	0,02138
															0328	Сажа (583)	0,0408	145,411	0,0082
															0330	Сера диоксид (516)	0,098	349,271	0,0206
															0337	Окись углерода (584)	0,5063	1804,447	0,1069
															0703	3,4-Бензпирен (54)	9,8E-07	0,003	2,26E-07
															1325	Формальдегид (609)	0,0098	34,927	0,0021
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,2368	843,952	0,0493
019	Дизель CG12V190 для привода бур. насоса №1 RL2NB-800, 882кВт	1	588	Выхлопная труба	1930	4,5	0,2	139,09	4,3697	450	52800	89540			0301	Азота диоксид (4)	2,1168	1282,947	3,8086
															0304	Азота оксид (6)	0,34398	208,479	0,6189
															0328	Сажа (583)	0,147	89,094	0,2645
															0330	Сера диоксид (516)	0,294	178,187	0,529
															0337	Окись углерода (584)	1,764	1069,122	3,1738
															0703	3,4-Бензпирен (54)	3,19E-06	0,002	5,82E-06
															1325	Формальдегид (609)	0,0368	22,304	0,0635
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,882	534,561	1,5869
019	Дизель CG12V190 для привода бур. насоса №2 RL2NB-800, 882кВт	1	588	Выхлопная труба	1931	4,5	0,2	139,09	4,3696	450	52800	89540			0301	Азота диоксид (4)	2,1168	1282,962	3,8086
															0304	Азота оксид (6)	0,34398	208,481	0,6189
															0328	Сажа (583)	0,147	89,095	0,2645
															0330	Сера диоксид (516)	0,294	178,189	0,529
															0337	Окись углерода (584)	1,764	1069,135	3,1738
															0703	3,4-Бензпирен (54)	3,19E-06	0,002	5,82E-06
															1325	Формальдегид (609)	0,0368	22,304	0,0635
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,882	534,568	1,5869
019	Дизель привода лебедки и ротора типа CAT-15, 350кВт	1	588	Выхлопная труба	1932	3,5	0,15	104,61	1,8487	450	52800	89540			0301	Азота диоксид (4)	0,7467	1069,684	1,4318
															0304	Азота оксид (6)	0,12133	173,811	0,23266
															0328	Сажа (583)	0,0486	69,622	0,0895
															0330	Сера диоксид (516)	0,1167	167,178	0,2237
															0337	Окись углерода (584)	0,6028	863,54	1,1633

Произ-во	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер ист. выбро-сов на карте-схеме	Высота источ-ника выбро-сов, м	Диа-метр устья трубы, м	ГВС на выходе из трубы при макс. разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме, м				Код ве-щест-ва	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества		
											точ.ист, /1-го конца лин. ист. /центра площ. ист.		2-го конца лин. ист. / длина, ширина площ. ист.						
	Наименование	Кол-во, шт.						Скор., м/с	Объем, м³/с	Т, °С	X1	Y1	X2	Y2			г/с	мг/нм³	т/год
															0703	3,4-Бензпирен (54)	1,17E-06	0,002	2,46E-06
															1325	Формальдегид (609)	0,0117	16,761	0,0224
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,2819	403,835	0,5369
019	Дизель установки САТ-18, 522кВт	1	588	Выхлопная труба	1933	3,5	0,15	160,69	2,8396	450	52800	89540			0301	Азота диоксид (4)	1,1136	1038,599	2,2001
															0304	Азота оксид (6)	0,18096	168,772	0,357519
															0328	Сажа (583)	0,0725	67,617	0,1375
															0330	Сера диоксид (516)	0,174	162,281	0,3438
															0337	Окись углерода (584)	0,899	838,452	1,7876
															0703	3,4-Бензпирен (54)	1,74E-06	0,002	3,78E-06
															1325	Формальдегид (609)	0,0174	16,228	0,0344
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,4205	392,179	0,825
019	Дизельная установка САТ-9 ДЭС- 224	1	722	Выхлопная труба	1934	3,5	0,15	93,02	1,6438	450	52800	89540			0301	Азота диоксид (4)	0,4779	769,952	1,5638
															0304	Азота оксид (6)	0,07765	125,103	0,25411
															0328	Сажа (583)	0,0311	50,106	0,0977
															0330	Сера диоксид (516)	0,0747	120,35	0,2443
															0337	Окись углерода (584)	0,3858	621,568	1,2706
															0703	3,4-Бензпирен (54)	7,47E-07	0,001	2,69E-06
															1325	Формальдегид (609)	0,0075	12,083	0,0244
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,1804	290,645	0,586419
019	Осветительная мачта Atlas, 15кВт	1	778	Выхлопная труба	1935	3,5	0,1	6,52	0,0512	450	52800	89540			0301	Азота диоксид (4)	0,0343	1774,189	0,0564
															0304	Азота оксид (6)	0,00558	288,629	0,00916
															0328	Сажа (583)	0,0029	150,004	0,0049
															0330	Сера диоксид (516)	0,0046	237,938	0,0074
															0337	Окись углерода (584)	0,03	1551,769	0,0492
															0703	3,4-Бензпирен (54)	5,42E-08	0,003	9,01E-08
															1325	Формальдегид (609)	0,0006	31,035	0,001
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,015	775,884	0,0246
019	Бойлер 80НР	1	941	Дымовая труба	1936	5	0,2	10	0,3142	200	52800	89540			0301	Азота диоксид (4)	0,0409	225,565	0,13835
															0328	Сажа (583)	0,00299	16,49	0,01011
															0330	Сера диоксид (516)	0,07023	387,32	0,237872
															0337	Окись углерода (584)	0,1634	901,155	0,55342
															0703	3,4-Бензпирен (54)	4,3E-08	0,0002	1,46E-07
019	Дизель генератора сварочного агр. Д-144, 37кВт	1	130	Выхлопная труба	1937	3,5	0,1	19,29	0,1515	400	52800	89540			0301	Азота диоксид (4)	0,0847	1378,235	0,0278
															0304	Азота оксид (6)	0,01376	223,902	0,00452
															0328	Сажа (583)	0,0072	117,158	0,0024
															0330	Сера диоксид (516)	0,0113	183,873	0,0036
															0337	Окись углерода (584)	0,074	1204,125	0,0243
															0703	3,4-Бензпирен (54)	1,34E-07	0,002	4,45E-08
															1325	Формальдегид (609)	0,0015	24,408	0,000485
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,037	602,062	0,0121
Проведение ГРП																			
020	Дизель установки насоса ГРП (SPF-743), 414кВт	1	108	Выхлопная труба	1941	5	0,2	126,29	3,9674	450	52800	89540			0301	Азота диоксид (4)	0,8826	589,16	0,5944
															0304	Азота оксид (6)	0,14342	95,737	0,0966
															0328	Сажа (583)	0,0575	38,383	0,0372
															0330	Сера диоксид (516)	0,1379	92,052	0,0929
															0337	Окись углерода (584)	0,7125	475,614	0,483
															0703	3,4-Бензпирен (54)	1,38E-06	0,0009	1,02E-06
															1325	Формальдегид (609)	0,0138	9,212	0,0093
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,3333	222,487	0,2229
020	Дизель установки насоса ГРП (SPF-743), 414кВт	1	108	Выхлопная труба	1942	5	0,2	126,29	3,9674	450	52800	89540			0301	Азота диоксид (4)	0,8826	589,16	0,5944
															0304	Азота оксид (6)	0,14342	95,737	0,0966
															0328	Сажа (583)	0,0575	38,383	0,0372
															0330	Сера диоксид (516)	0,1379	92,052	0,0929
															0337	Окись углерода (584)	0,7125	475,614	0,483

Произ-во	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер ист. выбро-сов на карте-схеме	Высота источ-ника выбро-сов, м	Диа-метр устья трубы, м	ГВС на выходе из трубы при макс. разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме, м				Код ве-щест-ва	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества		
											точ.ист, /1-го конца лин. ист. /центра площ. ист.		2-го конца лин. ист. / длина, ширина площ. ист.						
	Наименование	Кол-во, шт.						Скор., м/с	Объем, м³/с	Т, °С	X1	Y1	X2	Y2			г/с	мг/нм³	т/год
															0703	3,4-Бензпирен (54)	1,38E-06	0,0009	1,02E-06
															1325	Формальдегид (609)	0,0138	9,212	0,0093
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,3333	222,487	0,2229
020	Дизель установки насоса ГРП (SPF-743), 414кВт	1	108	Выхлопная труба	1943	5	0,2	126,29	3,9674	450	52800	89540			0301	Азота диоксид (4)	0,8826	589,16	0,5944
															0304	Азота оксид (6)	0,14342	95,737	0,0966
															0328	Сажа (583)	0,0575	38,383	0,0372
															0330	Сера диоксид (516)	0,1379	92,052	0,0929
															0337	Окись углерода (584)	0,7125	475,614	0,483
															0703	3,4-Бензпирен (54)	1,38E-06	0,0009	1,02E-06
															1325	Формальдегид (609)	0,0138	9,212	0,0093
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,3333	222,487	0,2229
020	Дизель установки насоса ГРП (SPF-743), 414кВт	1	108	Выхлопная труба	1944	5	0,2	126,29	3,9674	450	52800	89540			0301	Азота диоксид (4)	0,8826	589,16	0,5944
															0304	Азота оксид (6)	0,14342	95,737	0,0966
															0328	Сажа (583)	0,0575	38,383	0,0372
															0330	Сера диоксид (516)	0,1379	92,052	0,0929
															0337	Окись углерода (584)	0,7125	475,614	0,483
															0703	3,4-Бензпирен (54)	1,38E-06	0,0009	1,02E-06
															1325	Формальдегид (609)	0,0138	9,212	0,0093
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,3333	222,487	0,2229
020	ДЭС CAT-32 пескосмесительной установки (Тягач Peterbilt), 313кВт	1	108	Выхлопная труба	1945	3,5	0,2	51,86	1,6291	450	52800	89540			0301	Азота диоксид (4)	0,6669	1084,148	0,2318
															0304	Азота оксид (6)	0,10836	176,156	0,03767
															0328	Сажа (583)	0,0434	70,553	0,0145
															0330	Сера диоксид (516)	0,1042	169,393	0,0362
															0337	Окись углерода (584)	0,5383	875,089	0,1884
															0703	3,4-Бензпирен (54)	1,04E-06	0,002	3,98E-07
															1325	Формальдегид (609)	0,0104	16,907	0,0036
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,2518	409,339	0,0869
020	Дизель CAT-3412E затрубного насоса, 370кВт	1	108	Выхлопная труба	1946	3,5	0,2	132,96	4,1771	450	52800	89540			0301	Азота диоксид (4)	0,7893	500,429	0,5944
															0304	Азота оксид (6)	0,12827	81,325	0,096596
															0328	Сажа (583)	0,0514	32,588	0,0372
															0330	Сера диоксид (516)	0,1233	78,174	0,0929
															0337	Окись углерода (584)	0,6372	403,996	0,483
															0703	3,4-Бензпирен (54)	1,23E-06	0,0008	1,02E-06
															1325	Формальдегид (609)	0,0123	7,798	0,0093
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,2981	189	0,2229
020	Дизель нагнетательной установки (SUS-235), 147кВт	3	324	Выхлопная труба	1947	3,5	0,1	77,3	0,6071	450	52800	89540			0301	Азота диоксид (4)	0,3138	1368,857	0,0864
															0304	Азота оксид (6)	0,05099	222,428	0,01404
															0328	Сажа (583)	0,0204	88,989	0,0054
															0330	Сера диоксид (516)	0,049	213,748	0,0135
															0337	Окись углерода (584)	0,2533	1104,944	0,0702
															0703	3,4-Бензпирен (54)	4,9E-07	0,002	1,48E-07
															1325	Формальдегид (609)	0,0049	21,375	0,0013
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,1185	516,92	0,0324
020	Дизель модуля управления, 25кВт	1	120	Выхлопная труба	1948	3,5	0,1	18,61	0,1462	450	52800	89540			0301	Азота диоксид (4)	0,0572	1036,417	0,0249
															0304	Азота оксид (6)	0,0093	168,508	0,00404
															0328	Сажа (583)	0,0049	88,784	0,0022
															0330	Сера диоксид (516)	0,0076	137,706	0,0033
															0337	Окись углерода (584)	0,055	996,555	0,0217
															0703	3,4-Бензпирен (54)	9,03E-08	0,002	3,97E-08
															1325	Формальдегид (609)	0,001	18,119	0,0004
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,025	452,979	0,0108
020	Диз.двиг. CUMMINS QSB7 для подачи пропанта, 313кВт	1	120	Выхлопная труба	1949	3,5	0,2	16,62	0,5221	450	52800	89540			0301	Азота диоксид (4)	0,6669	3382,849	0,3302
															0304	Азота оксид (6)	0,10836	549,656	0,05366
															0328	Сажа (583)	0,0434	220,146	0,0206

Произ-во	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер ист. выбро-сов на карте-схеме	Высота источ-ника выбро-сов, м	Диа-метр устья трубы, м	ГВС на выходе из трубы при макс. разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме, м				Код ве-щест-ва	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества		
											точ.ист, /1-го конца лин. ист. /центра площ. ист.		2-го конца лин. ист. / длина, ширина площ. ист.						
	Наименование	Кол-во, шт.						Скор., м/с	Объем, $м^3/с$	Т, °С	X1	Y1	X2	Y2			г/с	$мг/нм^3$	т/год
															0330	Сера диоксид (516)	0,1042	528,554	0,0516
															0337	Окись углерода (584)	0,5383	2730,526	0,2683
															0703	3,4-Бензпирен (54)	1,04E-06	0,005	5,68E-07
															1325	Формальдегид (609)	0,0104	52,754	0,0052
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,2518	1277,255	0,1238
020	Дизель генератора, 64кВт	1	120	Выхлопная труба	1950	3,5	0,1	66,48	0,5221	450	52800	89540			0301	Азота диоксид (4)	0,1465	743,121	0,0888
															0304	Азота оксид (6)	0,0238	120,725	0,01442
															0328	Сажа (583)	0,0124	62,899	0,0077
															0330	Сера диоксид (516)	0,0196	99,421	0,0116
															0337	Окись углерода (584)	0,128	649,28	0,0774
															0703	3,4-Бензпирен (54)	2,31E-07	0,001	1,42E-07
															1325	Формальдегид (609)	0,0027	13,696	0,0015
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,064	324,64	0,0387
020	Парогенератор с теплообменником Dutchoffshore	1	120	Дымовая труба	1951	3,5	0,33	3,67	0,3139	200	52800	89540			0301	Азота диоксид (4)	0,04085	225,479	0,0176472
															0328	Сажа (583)	0,002986	16,482	0,00129
															0330	Сера диоксид (516)	0,070233	387,665	0,0303408
															0337	Окись углерода (584)	0,1634	901,915	0,0705888
															0703	3,4-Бензпирен (54)	4,3E-08	0,0002	1,86E-08
Заканчивание скважины																			
021	Установка ПАП-60/80. ДЭС ЯМЗ-238ДЕ-2, 220кВт	1	134	Выхлопная труба	1952	3,5	0,1	144,55	1,1353	450	52800	89540			0301	Азота диоксид (4)	0,4693	1094,752	0,2011
															0304	Азота оксид (6)	0,07627	177,918	0,03267
															0328	Сажа (583)	0,0306	71,382	0,0126
															0330	Сера диоксид (516)	0,0733	170,989	0,0314
															0337	Окись углерода (584)	0,3789	883,872	0,1634
															0703	3,4-Бензпирен (54)	7,33E-07	0,002	3,46E-07
															1325	Формальдегид (609)	0,0073	17,029	0,0031
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,1772	413,36	0,0754
021	ДизельG12V190 привода бур. насоса №1 SL3NB-1300, 800кВт	1	118	Выхлопная труба	1953	5	0,3	56,07	3,9634	450	52800	89540			0301	Азота диоксид (4)	1,92	1282,948	0,6909
															0304	Азота оксид (6)	0,312	208,479	0,112275
															0328	Сажа (583)	0,1333	89,071	0,048
															0330	Сера диоксид (516)	0,2667	178,209	0,096
															0337	Окись углерода (584)	1,6	1069,123	0,5758
															0703	3,4-Бензпирен (54)	2,89E-06	0,002	1,06E-06
															1325	Формальдегид (609)	0,0333	22,251	0,0115
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,8	534,562	0,2879
021	ДизельG12V190 привода бур. насоса №2 SL3NB-1300, 800кВт	1	118	Выхлопная труба	1954	5	0,3	56,07	3,9634	450	52800	89540			0301	Азота диоксид (4)	1,92	1282,948	0,6909
															0304	Азота оксид (6)	0,312	208,479	0,112275
															0328	Сажа (583)	0,1333	89,071	0,048
															0330	Сера диоксид (516)	0,2667	178,209	0,096
															0337	Окись углерода (584)	1,6	1069,123	0,5758
															0703	3,4-Бензпирен (54)	2,89E-06	0,002	1,06E-06
															1325	Формальдегид (609)	0,0333	22,251	0,0115
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,8	534,562	0,2879
021	ДЭС ЯМЗ-238, 100кВт	1	118	Выхлопная труба	1955	3,5	0,1	65	0,5105	450	52800	89540			0301	Азота диоксид (4)	0,2133	1106,549	0,0791
															0304	Азота оксид (6)	0,03467	179,86	0,01285
															0328	Сажа (583)	0,0139	72,11	0,0049
															0330	Сера диоксид (516)	0,0333	172,752	0,0124
															0337	Окись углерода (584)	0,1722	893,332	0,0643
															0703	3,4-Бензпирен (54)	3,3E-07	0,002	1,36E-07
															1325	Формальдегид (609)	0,0033	17,12	0,0012
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,0806	418,133	0,0297
021	ДЭС ЯМЗ-7511, 200кВт	1	118	Выхлопная труба	1956	3,5	0,2	34,02	1,0689	450	52800	89540			0301	Азота диоксид (4)	0,4267	1057,21	0,1656
															0304	Азота оксид (6)	0,06933	171,775	0,02692
															0328	Сажа (583)	0,0278	68,878	0,0104

Произ-во	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер ист. выбро-сов на карте-схеме	Высота источ-ника выбро-сов, м	Диа-метр устья трубы, м	ГВС на выходе из трубы при макс. разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме, м				Код ве-щест-ва	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества		
											точ.ист, /1-го конца лин. ист. /центра площ. ист.		2-го конца лин. ист. / длина, ширина площ. ист.						
	Наименование	Кол-во, шт.						Скор., м/с	Объем, $м^3/с$	Т, °С	X1	Y1	X2	Y2			г/с	$мг/нм^3$	т/год
															0330	Сера диоксид (516)	0,0667	165,259	0,0259
															0337	Окись углерода (584)	0,3444	853,3	0,1346
															0703	3,4-Бензпирен (54)	6,67E-07	0,002	2,85E-07
															1325	Формальдегид (609)	0,0067	16,6	0,0026
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,1611	399,148	0,0621
021	Осветительная мачта PCA POWER 400MLT, 8,25кВт	4	404	Выхлопная труба	1957	3,5	0,1	3,58	0,0281	450	52800	89540			0301	Азота диоксид (4)	0,0189	1780,18	0,0161
															0304	Азота оксид (6)	0,00307	289,161	0,00261
															0328	Сажа (583)	0,0016	150,703	0,0014
															0330	Сера диоксид (516)	0,0025	235,474	0,0021
															0337	Окись углерода (584)	0,0165	1554,125	0,014
															0703	3,4-Бензпирен (54)	2,98E-08	0,003	2,57E-08
															1325	Формальдегид (609)	0,0003	28,257	0,0003
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,0083	781,772	0,007
Неорганизованные источники																			
019	Сварочные работы	1	130	Поверхность работ	6904	2				31,8	52800	89540	2	2	0123	Железо (II, III) оксиды (274)	0,03586		0,00815
															0143	Марганец (327)	0,00053		0,00019
															0301	Азота диоксид (4)	0,01781		0,00373
															0337	Окись углерода (584)	0,01761		0,00449
															0342	Фтористые газ. соед. (617)	0,00026		6,975E-05
															0344	Фториды неорг. плохо раств.	0,00028		0,000075
															2908	Пыль неорг., SiO2 в %: 70-20	0,00028		0,000075
019	Склад ГСМ	1 1	360 120	Поверхность работ	6907	2				31,8	52807	89540	2	2	0333	Сероводород (518)	2,5E-06		1,278E-05
															2735	Масло мин. нефтяное (716*)	0,0009		0,004567
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,000894		0,004559
023	Соляно кислотная обработка пластов	1	48	Поверхность работ	6912	2				31,8	52807	89540	2	2	0316	Соляная кислота	0,00165		0,0002851
023	Маневрирование спецтехники (передвижные источники)	1		Неорганизованный источник	6913*	5				50	52800	89540	10	10	0301	Азота диоксид (4)	0,5461		
															0304	Азота оксид (6)	0,0887		
															0328	Сажа (583)	0,2645		
															0330	Сера диоксид (516)	0,3413		
															0337	Окись углерода (584)	1,7066		
															0703	3,4-Бензпирен (54)	5,46E-06		
															2704	Бензин (60)	0,0109		
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,512		
2025 г.																			
Бурение скв. РП-9 и Г-9																			
Организованные источники																			
024	Дизель Caterpillar 3512 DITA для привода бур. лебедки OIME SL-2000, 878кВт	1	744	Выхлопная труба	1901	5	0,255	43,49	2,2211	450	52842	88920			0301	Азота диоксид (4)	2,1094	2515,208	2,449726
															0304	Азота оксид (6)	0,3428	408,748	0,39808
															0328	Сажа (583)	0,1465	174,684	0,17012
															0330	Сера диоксид (516)	0,293	349,368	0,34024
															0337	Окись углерода (584)	1,757845	2096,021	2,041438
															0703	3,4-Бензпирен (54)	3,17E-06	0,004	3,74E-06
															1325	Формальдегид (609)	0,036622	43,667	0,040829
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,878923	1048,011	1,020719
024	Дизель Caterpillar 3512 DITA для привода бур. лебедки OIME SL-2000, 878кВт	1	744	Выхлопная труба	1902	5	0,255	43,49	2,2211	450	52847	88920			0301	Азота диоксид (4)	2,1094	2515,208	2,449726
															0304	Азота оксид (6)	0,3428	408,748	0,39808
															0328	Сажа (583)	0,1465	174,684	0,17012
															0330	Сера диоксид (516)	0,293	349,368	0,34024
															0337	Окись углерода (584)	1,757845	2096,021	2,041438
															0703	3,4-Бензпирен (54)	3,17E-06	0,004	3,74E-06
															1325	Формальдегид (609)	0,036622	43,667	0,040829
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,878923	1048,011	1,020719

Произ-во	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер ист. выбро-сов на карте-схеме	Высота источ-ника выбро-сов, м	Диа-метр устья трубы, м	ГВС на выходе из трубы при макс. разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме, м				Код ве-щест-ва	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества		
											точ.ист, /1-го конца лин. ист. /центра площ. ист.		2-го конца лин. ист. / длина, ширина площ. ист.						
	Наименование	Кол-во, шт.						Скор., м/с	Объем, $м^3/с$	Т, °С	X1	Y1	X2	Y2			г/с	$мг/нм^3$	т/год
024	Дизель Caterpillar 3512 DITA для привода ротора B-37 1/2", 878кВт	1	744	Выхлопная труба	1903	5	0,255	43,49	2,221	450	52852	88920			0301	Азота диоксид (4)	2,1094	2515,278	2,449726
															0304	Азота оксид (6)	0,3428	408,76	0,39808
															0328	Сажа (583)	0,1465	174,689	0,17012
															0330	Сера диоксид (516)	0,293	349,377	0,34024
															0337	Окись углерода (584)	1,757845	2096,079	2,041438
															0703	3,4-Бензпирен (54)	3,17E-06	0,004	3,74E-06
															1325	Формальдегид (609)	0,036622	43,669	0,040829
															2754	Углеводороды пред. C12-C19	0,878923	1048,04	1,020719
024	Дизель Caterpillar 3512 DITA для привода,бур.насоса ContinentalEmsco-1600, 878кВт	1	744	Выхлопная труба	1904	5	0,255	43,49	2,2211	450	52857	88920			0301	Азота диоксид (4)	2,1094	2515,208	2,449726
															0304	Азота оксид (6)	0,3428	408,748	0,39808
															0328	Сажа (583)	0,1465	174,684	0,17012
															0330	Сера диоксид (516)	0,293	349,368	0,34024
															0337	Окись углерода (584)	1,757845	2096,021	2,041438
															0703	3,4-Бензпирен (54)	3,17E-06	0,004	3,74E-06
															1325	Формальдегид (609)	0,036622	43,667	0,040829
															2754	Углеводороды пред. C12-C19	0,878923	1048,011	1,020719
024	ДЭС D-3412 300 кВт для электроснабжения (основной)	1	883	Выхлопная труба	1905	5	0,2	24,13	0,758	450	52860	88925			0301	Азота диоксид (4)	0,64	2236,075	0,89231
															0304	Азота оксид (6)	0,104	363,362	0,14338
															0328	Сажа (583)	0,04167	145,589	0,05514
															0330	Сера диоксид (516)	0,1	349,387	0,13786
															0337	Окись углерода (584)	0,51667	1805,177	0,71688
															0703	3,4-Бензпирен (54)	0,000001	0,003	1,52E-06
															1325	Формальдегид (609)	0,01	34,939	0,01379
															2754	Углеводороды пред. C12-C19	0,24167	844,363	0,33087
024	ДЭС 120 кВт (городок)	1	1591	Выхлопная труба	1906	3,5	0,1	38,58	0,303	450	52860	88925			0301	Азота диоксид (4)	0,256	2237,551	0,63584
															0304	Азота оксид (6)	0,0416	363,602	0,10332
															0328	Сажа (583)	0,01667	145,703	0,03974
															0330	Сера диоксид (516)	0,04	349,617	0,09935
															0337	Окись углерода (584)	0,20667	1806,386	0,51662
															0703	3,4-Бензпирен (54)	4E-07	0,003	1,09E-06
															1325	Формальдегид (609)	0,004	34,962	0,00993
															2754	Углеводороды пред. C12-C19	0,09667	844,938	0,23844
024	Осветительный агрегат TEREX/AMIDA AL-4000, 160кВт	1	552	Выхлопная труба	1907	3,5	0,1	51,48	0,4043	450	52840	88940			0301	Азота диоксид (4)	0,3413	2235,673	0,2941
															0304	Азота оксид (6)	0,0555	363,551	0,04779
															0328	Сажа (583)	0,0222	145,42	0,01838
															0330	Сера диоксид (516)	0,0533	349,14	0,04595
															0337	Окись углерода (584)	0,2756	1805,307	0,23896
															0703	3,4-Бензпирен (54)	5,33E-07	0,003	5,05E-07
															1325	Формальдегид (609)	0,0053	34,717	0,0046
															2754	Углеводороды пред. C12-C19	0,1289	844,355	0,11029
024	Бойлер	1	988,8	Дымовя труба	1908	3,5	0,33	3,67	0,3141	200	52865	88950			0301	Азота диоксид (4)	0,0409	225,608	0,14541
															0328	Сажа (583)	0,002986	16,472	0,0106296
															0330	Сера диоксид (516)	0,070233	387,413	0,2500081
															0337	Окись углерода (584)	0,1634	901,327	0,5816517
															0703	3,4-Бензпирен (54)	4,3E-08	0,0002	1,529E-07
024	ДЭС Д-144 сварочного агр. 37 кВт	1 1	45 12	Выхлопная труба	1909	3,5	0,1	13,6	0,1068	450	52880	88945			0301	Азота диоксид (4)	0,0847	2100,048	0,007229
															0304	Азота оксид (6)	0,01376	341,165	0,0011697
															0328	Сажа (583)	0,0072	178,516	0,0006374
															0330	Сера диоксид (516)	0,0113	280,172	0,0009561
															0337	Окись углерода (584)	0,074	1834,753	0,006274
															0703	3,4-Бензпирен (54)	1,34E-07	0,003	1,16E-08
															1325	Формальдегид (609)	0,0015	37,191	0,0001275
															2754	Углеводороды пред. C12-C19	0,037	917,376	0,003187

Произ-во	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер ист. выбро-сов на карте-схеме	Высота источ-ника выбро-сов, м	Диа-метр устья трубы, м	ГВС на выходе из трубы при макс. разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме, м				Код ве-щест-ва	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества		
											точ.ист, /1-го конца лин. ист. /центра площ. ист.		2-го конца лин. ист. / длина, ширина площ. ист.						
	Наименование	Кол-во, шт.						Скор., м/с	Объем, $м^3/с$	Т, °С	X1	Y1	X2	Y2			г/с	$мг/нм^3$	т/год
024	Установка хранения топлива. Емкость дизтоплива	1 1	25.9 2.34	Дыхательный патрубок	1910	3,5	0,1	2,1	0,0165	31,8	52875	88956			0333	Сероводород (518)	5,49E-05	6,129	8,24E-06
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,01955	2182,725	0,0029359
024	Установка хранения масла. Баки маш., отработанного масел.	1 1	1 0.07	Дыхательный патрубок	1911	3,5	0,1	13,6	0,1068	31,8	52863	88960			2735	Масло мин. нефтяное (716*)	0,000412	46,083	0,0004384
024	Диз. генератор для освещения 177 кВт	1	221	Выхлопная труба	1912	3,5	0,1	56,82	0,4463	450	52835	88955			0301	Азота диоксид (4)	0,3776	2240,685	0,13014
															0304	Азота оксид (6)	0,06136	364,111	0,02115
															0328	Сажа (583)	0,02458	145,858	0,00813
															0330	Сера диоксид (516)	0,059	350,107	0,02033
															0337	Окись углерода (584)	0,30483	1808,866	0,10574
															0703	3,4-Бензпирен (54)	5,9E-07	0,004	2,24E-07
															1325	Формальдегид (609)	0,0059	35,011	0,00203
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,14258	846,072	0,0488
024	Б/У А-50.Двигатель ЯМЗ 238 ДЕ-2 100 кВт	1	120	Выхлопная труба	1913	3,5	0,1	56,82	0,4463	450	52890	88949			0301	Азота диоксид (4)	0,21333	1266,005	0,05376
															0304	Азота оксид (6)	0,03467	205,749	0,00874
															0328	Сажа (583)	0,01389	82,43	0,00336
															0330	Сера диоксид (516)	0,03333	197,797	0,0084
															0337	Окись углерода (584)	0,17222	1022,038	0,04368
															0703	3,4-Бензпирен (54)	3,33E-07	0,002	9,24E-08
															1325	Формальдегид (609)	0,00333	19,762	0,00084
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,08056	478,083	0,02016
024	Дизель канатного подъем. типа LandLine D на базе MAN, 294кВт	1	134	Выхлопная труба	1914	3,5	0,15	42,05	0,7431	450	52890	88955			0301	Азота диоксид (4)	0,6272	2235,333	0,1316
															0304	Азота оксид (6)	0,10192	363,242	0,02138
															0328	Сажа (583)	0,0408	145,411	0,0082
															0330	Сера диоксид (516)	0,098	349,271	0,0206
															0337	Окись углерода (584)	0,5063	1804,447	0,1069
															0703	3,4-Бензпирен (54)	9,8E-07	0,003	2,26E-07
															1325	Формальдегид (609)	0,0098	34,927	0,0021
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,2368	843,952	0,0493
024	Дизель цемент. техники ЗЦА-400(BJ Pacemaker model 35-8-5), 490 кВт	1	111	Выхлопная труба	1915	3,5	0,2	39,4	1,2379	450	52890	88910			0301	Азота диоксид (4)	1,045	2235,663	0,18073
															0304	Азота оксид (6)	0,16981	363,29	0,02937
															0328	Сажа (583)	0,06803	145,543	0,0113
															0330	Сера диоксид (516)	0,16328	349,32	0,02824
															0337	Окись углерода (584)	0,84362	1804,833	0,14685
															0703	3,4-Бензпирен (54)	1,63E-06	0,003	3,11E-07
															1325	Формальдегид (609)	0,01633	34,936	0,00282
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,3946	844,204	0,06777
024	Дизель установки опрессовки АН-700, 500 кВт	1 1	111 7	Выхлопная труба	1916	3,5	0,2	40,22	1,2636	450	52890	88900			0301	Азота диоксид (4)	1,066667	4471,208	0,23776
															0304	Азота оксид (6)	0,17333	726,557	0,03863
															0328	Сажа (583)	0,06944	291,076	0,014858
															0330	Сера диоксид (516)	0,166667	698,627	0,03715
															0337	Окись углерода (584)	0,86111	3609,563	0,19318
															0703	3,4-Бензпирен (54)	1,67E-06	0,007	4,09E-07
															1325	Формальдегид (609)	0,01667	69,877	0,00371
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,40278	1688,356	0,08916
024	Дизель смесительной машины СМН-20, 294 кВт	2 2	444 24	Выхлопная труба	1917	3,5	0,2	23,67	0,7435	450	52890	88947			0301	Азота диоксид (4)	0,62763	4471,244	0,24061
															0304	Азота оксид (6)	0,10199	726,578	0,039101
															0328	Сажа (583)	0,04086	291,087	0,01504
															0330	Сера диоксид (516)	0,09807	698,652	0,03759
															0337	Окись углерода (584)	0,50668	3609,595	0,19549
															0703	3,4-Бензпирен (54)	9,81E-07	0,007	4,134E-07
															1325	Формальдегид (609)	0,00981	69,887	0,00376
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,23699	1688,32	0,09023

Произ-во	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер ист. выбро-сов на карте-схеме	Высота источ-ника выбро-сов, м	Диа-метр устья трубы, м	ГВС на выходе из трубы при макс. разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме, м				Код ве-щест-ва	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества		
											точ.ист, /1-го конца лин. ист. /центра площ. ист.		2-го конца лин. ист. / длина, ширина площ. ист.						
	Наименование	Кол-во, шт.						Скор., м/с	Объем, $м^3/с$	Т, °С	X1	Y1	X2	Y2			г/с	$мг/нм^3$	т/год
024	Бойлер	3	432	Дымовая труба	1918	3,5	0,33	0,6	0,0511	200	52840	88943			0301	Азота диоксид (4)	0,0067	227,171	0,00345
															0328	Сажа (583)	0,00049	16,614	0,00025
															0330	Сера диоксид (516)	0,01143	387,547	0,005927
															0337	Окись углерода (584)	0,0266	901,902	0,01379
															0703	3,4-Бензпирен (54)	6,99E-09	0,0002	3,6E-09
021	Установка ПАП-60/80. ДЭС ЯМЗ-238ДЕ-2, 220кВт	1	264	Выхлопная труба	1952	3,5	0,1	144,55	1,1353	450	52842	88920			0301	Азота диоксид (4)	0,4693	1094,752	0,3949
															0304	Азота оксид (6)	0,07627	177,918	0,064178
															0328	Сажа (583)	0,0306	71,382	0,0247
															0330	Сера диоксид (516)	0,0733	170,989	0,0617
															0337	Окись углерода (584)	0,3789	883,872	0,3209
															0703	3,4-Бензпирен (54)	7,33E-07	0,002	6,79E-07
															1325	Формальдегид (609)	0,0073	17,029	0,0062
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,1772	413,36	0,1481
021	ДизельG12V190 привода бур. насоса №1 SL3NB-1300, 800кВт	1	264	Выхлопная труба	1953	5	0,3	56,07	3,9634	450	52842	88920			0301	Азота диоксид (4)	1,92	1282,948	1,5511
															0304	Азота оксид (6)	0,312	208,479	0,25205
															0328	Сажа (583)	0,1333	89,071	0,1077
															0330	Сера диоксид (516)	0,2667	178,209	0,2154
															0337	Окись углерода (584)	1,6	1069,123	1,2925
															0703	3,4-Бензпирен (54)	2,89E-06	0,002	2,37E-06
															1325	Формальдегид (609)	0,0333	22,251	0,0259
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,8	534,562	0,6463
021	ДизельG12V190 привода бур. насоса №2 SL3NB-1300, 800кВт	1	264	Выхлопная труба	1954	5	0,3	56,07	3,9634	450	52842	88920			0301	Азота диоксид (4)	1,92	1282,948	1,5511
															0304	Азота оксид (6)	0,312	208,479	0,25205
															0328	Сажа (583)	0,1333	89,071	0,1077
															0330	Сера диоксид (516)	0,2667	178,209	0,2154
															0337	Окись углерода (584)	1,6	1069,123	1,2925
															0703	3,4-Бензпирен (54)	2,89E-06	0,002	2,37E-06
															1325	Формальдегид (609)	0,0333	22,251	0,0259
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,8	534,562	0,6463
021	ДЭС ЯМЗ-238, 100кВт	1	264	Выхлопная труба	1955	3,5	0,1	65	0,5105	450	52842	88920			0301	Азота диоксид (4)	0,2133	1106,549	0,1779
															0304	Азота оксид (6)	0,03467	179,86	0,02886
															0328	Сажа (583)	0,0139	72,11	0,0111
															0330	Сера диоксид (516)	0,0333	172,752	0,0277
															0337	Окись углерода (584)	0,1722	893,332	0,1443
															0703	3,4-Бензпирен (54)	3,3E-07	0,002	3,05E-07
															1325	Формальдегид (609)	0,0033	17,12	0,0028
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,0806	418,133	0,0666
021	ДЭС ЯМЗ-7511, 200кВт	1	208	Выхлопная труба	1956	3,5	0,2	34,02	1,0689	450	52842	88920			0301	Азота диоксид (4)	0,4267	1057,21	0,2924
															0304	Азота оксид (6)	0,06933	171,775	0,04752
															0328	Сажа (583)	0,0278	68,878	0,0183
															0330	Сера диоксид (516)	0,0667	165,259	0,0457
															0337	Окись углерода (584)	0,3444	853,3	0,2376
															0703	3,4-Бензпирен (54)	6,67E-07	0,002	5,03E-07
															1325	Формальдегид (609)	0,0067	16,6	0,0046
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,1611	399,148	0,1097
021	Осветительная мачта РСА POWER 400MLT, 8,25кВт	4	776	Выхлопная труба	1957	3,5	0,1	3,58	0,0281	450	52842	88920			0301	Азота диоксид (4)	0,0189	1780,18	0,031
															0304	Азота оксид (6)	0,00307	289,161	0,00504
															0328	Сажа (583)	0,0016	150,703	0,0027
															0330	Сера диоксид (516)	0,0025	235,474	0,00406
															0337	Окись углерода (584)	0,0165	1554,125	0,02704
															0703	3,4-Бензпирен (54)	2,98E-08	0,003	4,96E-08
															1325	Формальдегид (609)	0,00034	32,024	0,00054
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,0083	781,772	0,01352

Произ-во	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер ист. выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	ГВС на выходе из трубы при макс. разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме, м				Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества		
											точ.ист, /1-го конца лин. ист. /центра площ. ист.		2-го конца лин. ист. / длина, ширина площ. ист.						
	Наименование	Кол-во, шт.						Скор., м/с	Объем, $м^3/с$	Т, °С	X1	Y1	X2	Y2			г/с	$мг/нм^3$	т/год
025	Дизель цемент. техники ЗЦА-320, 177 кВт	1	9	Выхлопная труба	1958	3,5	0,1	56,79	0,446	450	52807	89110			0301	Азота диоксид (4)	0,3765	2235,66	0,0055
															0304	Азота оксид (6)	0,06119	363,347	0,0009
															0328	Сажа (583)	0,0245	145,481	0,0003
															0330	Сера диоксид (516)	0,0588	349,155	0,0009
															0337	Окись углерода (584)	0,304	1805,154	0,045
															0703	3,4-Бензпирен (54)	5,88E-07	0,003	9,5E-09
															1325	Формальдегид (609)	0,0059	35,034	0,0001
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,1422	844,385	0,0021
Неорганизованные источники																			
024	Маневрирование спецтехники (передвижные источники)	1		Неорганизованный источник	6901*	5				50	52840	88920	10	10	0301	Азота диоксид (4)	0,45307		
															0304	Азота оксид (6)	0,07362		
															0328	Сажа (583)	0,21945		
															0330	Сера диоксид (516)	0,28317		
															0337	Окись углерода (584)	4,30833		
															0703	3,4-Бензпирен (54)	4,5E-06		
															2704	Бензин (60)	0,71806		
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,42475		
024	Перемещение грунта	1 1	66 2	Поверхность площадки	6902	2				31,8	52856	88920	5	5	2908	Пыль неорг., SiO2 в %: 70-20	0,1197		0,0281
024	Перемещение щебня, цемента, песка при СМР	1 1	14.4 2	Поверхность площадки	6903	2				31,8	52880	88930	5	5	2908	Пыль неорг., SiO2 в %: 70-20	0,2315		0,010156
024	Сварочные работы	1 2	45 70	Поверхность участка	6904	2				31,8	52850	88940	2	2	0123	Железо (II, III) оксиды (274)	0,03586		0,002038
															0143	Марганец (327)	0,00053		0,0000638
															0301	Азота диоксид (4)	0,01781		0,000868
															0337	Окись углерода (584)	0,01761		0,0012268
															0342	Фтористые газ. соед. (617)	0,00026		0,0000325
															0344	Фториды неорг. плохо раств.	0,00028		0,000035
															2908	Пыль неорг., SiO2 в %: 70-20	0,00028		0,000035
024	Покрасочные работы при СМР	1	9	Поверхность площадки	6905	2				31,8	52881	88915	2	2	0616	Ксилол (322)	0,045		0,0372
															1042	Бутиловый спирт (102)	0,0007		0,0003
															2752	Уайт-спирит (1294*)	0,045		0,0238
024	Заправка спецтехники	1 1	5.5 10	Заправка спецтехники	6906	2				31,8	52881	88920	2	2	0333	Сероводород (518)	3,14E-05		1,59E-06
															2735	Масло мин. нефтяное (716*)	0,001013		5,16E-07
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,0112		0,00056
024	Склад ГСМ	1 1	1452 276	Поверхность участка	6907	2				31,8	52890	88920	5	5	0333	Сероводород (518)	2,5E-06		0,0000156
															2735	Масло мин. нефтяное (716*)	0,0009		0,0055782
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,000894		0,005562
024	Участок приготовления бурового раствора	1 1	67.1 18.7	Поверхность емкости	6908	2				31,8	52895	88920	4	5	0126	Калий хлорид (301)	0,04667		0,00038
															0128	Кальций оксид (Негашеная известь) (635*)	0,04667		0,00042
															0150	Натрий гидроксид (Натр едкий, Сода каустическая) (876*)	0,04667		3,153E-05
															0155	диНатрий карбонат (Сода кальцинированная, Натрий карбонат) (408)	0,14		0,028465
024	Блок приемных емкостей бурового раствора	1 1	1121 170	Поверхность участка	6909	2					52860	88920	2	2	0415	Смесь углев. пред. С1-С5 (1502*)	0,04645		0,067987
															0416	Смесь углев. пред. С6-С10 (1503*)	0,01718		0,02515
															0602	Бензол (64)	0,00022		0,0003284
															0616	Ксилол (322)	0,00011		0,0001568
															0621	Толуол (558)	0,00014		0,0002047
															2735	Масло мин. нефтяное (716*)	0,01388		0,03632

Произ-во	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер ист. выбросов на карте-схеме	Высота источ-ника выбро-сов, м	Диа-метр устья трубы, м	ГВС на выходе из трубы при макс. разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме, м				Код ве-щест-ва	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества		
											точ.ист, /1-го конца лин. ист. /центра площ. ист.		2-го конца лин. ист. / длина, ширина площ. ист.						
	Наименование	Кол-во, шт.						Скор., м/с	Объем, $м^3/с$	Т, °С	X1	Y1	X2	Y2			г/с	$мг/нм^3$	т/год
024	Площадка хранения бурового шлама	1 1	1332 170.4	Поверхность участка	6910	2				31,8	52838	88930	5	5	0415	Смесь углев. пред. С1-С5 (1502*)	0,00771		0,01026
															0416	Смесь углев. пред. С6-С10 (1503*)	0,00285		0,0038
															0602	Бензол (64)	3,74E-05		4,985E-05
															0616	Ксилол (322)	1,82E-05		2,424E-05
															0621	Толуол (558)	2,35E-05		3,135E-05
															2735	Масло мин. нефтяное (716*)	0,000053		7,107E-05
024	Участок приготовления цементного раствора	1 1	15 1	Поверхность площадки	6911	2				31,8	52866	88920	2	2	2908	Пыль неорг., SiO2 в %: 70-20	0,05333		0,00581
024	Соляно кислотная обработка пластов	1 1	48 240	Поверхность участка	6912	2					52840	88920	2	2	0316	Соляная кислота	0,00165		0,0034212
024	Маневрирование спецтехники (передвижные источники)	1		Неорганизованный источник	6913*	5				50	52840	88920	10	10	0301	Азота диоксид (4)	0,6997		
															0304	Азота оксид (6)	0,11371		
															0328	Сажа (583)	0,0456		
															0330	Сера диоксид (516)	0,1093		
															0337	Окись углерода (584)	0,5649		
															0703	3,4-Бензпирен (54)	1,1E-06		
															2704	Бензин (60)	0,0109		
															2754	Углеводороды пред. С12-С19	0,2642		
2026-2037 гг.																			
Солянокислотная обработка																			
Неорганизованные источники																			
023	Соляно кислотная обработка пластов	2	288	Поверхность участка	6912	2				31,8	52840	88920	2	2	0316	Соляная кислота	0,00165		0,0034212

Примечание: ** Валовые выбросы ЗВ от автотехники относятся к выбросам передвижных источников.*

4.2.1.2. Состав и количественная оценка выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при штатном режиме работы предприятия

Выполнение планируемых работ будет сопровождаться выбросами в атмосферный воздух загрязняющих веществ от стационарных и передвижных источников.

Перечни загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при проведении отдельных видов работ: строительство скважин РП-9, Г-9 и различных видов КРС скважин, перевод скв. 9835 из ликвидированных в нагнетательные представлены в Книге 2, Приложение 23.

В Дополнении №2 к «Проекту закачки промышленных сточных вод Карачаганакского НГКМ в глубокозалегающие водоносные горизонты в части корректировки проектных показателей» были заложены операции по кислотной обработке скважин и мониторингу наблюдательных скважин на КНГКМ до 2024 г. включительно. В соответствии с проектными решениями, основного проекта и дополнений, внесенных авторским надзором начиная с 2025 г., будут продолжать проведение ежегодно 10 соляно кислотных обработок скважин. Кроме этого в период с 2026-2037 гг. планируется проведение 3 КРС.

Перечни и нормативная характеристика загрязняющих веществ при реализации планируемых работ по вариантам Дополнения №3 представлены в таблицах 4.2.1.8-4.2.1.10.

Таблица 4.2.1.8 Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при проведении планируемых работ по Варианту 1

Код ЗВ	Наименование ЗВ	ЭНК*, мг/м^3	ПДК$_{м.р.}$, мг/м^3	ПДК$_{с.с.}$, мг/м^3	ОБУВ мг/м^3	Класс опасности	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год, (М)	Значение КОВ (М/ПДК)**а	Значение М/ЭНК
2023 год										
КРС с ГРП и кислотная обработка										
0123	Железо оксиды			0,04		3	0,03586	0,00815	0	0,2038
0143	Марганец (327)		0,01	0,001		2	0,00053	0,00019	0	0,1900
0301	Азота диоксид (4)		0,2	0,04		2	18,55676	18,76623	2969,70	469,156
0304	Азота оксид (6)		0,4	0,06		3	2,99926	3,023575	50,39	50,3929
0316	Соляная кислота		0,2	0,1		2	0,00165	2,9E-04	0	0,0029
0328	Сажа (583)		0,15	0,05		3	1,24948	1,24230	24,85	24,8460
0330	Сера диоксид (516)		0,5	0,05		3	2,87646	3,01411	60,28	60,2823
0333	Сероводород (518)		0,008			2	5,7E-05	2,2E-05	0	0,0028
0337	Окись углерода		5	3		4	15,48241	15,94690	4,50	5,3156
0342	Фтористые газ. соед.		0,02	0,005		2	0,00026	0,00006975	0	0,0140
0344	Фториды неорг. плохо раств.		0,2	0,03		2	0,00028	0,000075	0	0,0025
0703	3,4-Бензпирен (54)			1,0E-06		1	2,85E-05	3,04E-05	331,87	30,4036
1325	Формальдегид		0,05	0,01		2	0,3032	0,300485	83,40	30,0485
2735	Масло мин.				0,05		0,001312	0,005006	0	0,1001
2754	Углеводороды пред. С12-С19		1			4	7,32564	7,37321	6,04	7,3732
2908	Пыль неорг., SiO2 в %: 70-20		0,3	0,1		3	0,00028	0,000075	0	0,0008
	В С Е Г О :						***48,833471***	***49,680713***	***3531***	***678,3345***
2024 год										
КРС с ГРП и кислотная обработка										
0123	Железо оксиды			0,04		3	0,03586	0,00815	0	0,2038
0143	Марганец (327)		0,01	0,001		2	0,00053	0,00019	0	0,1900
0301	Азота диоксид (4)		0,2	0,04		2	18,55676	18,76623	2969,70	469,1557
0304	Азота оксид (6)		0,4	0,06		3	2,99926	3,023575	50,39	50,3929
0316	Соляная кислота		0,2	0,1		2	0,00165	2,9E-04	0	0,0029
0328	Сажа (583)		0,15	0,05		3	1,24948	1,24230	24,85	24,8460
0330	Сера диоксид (516)		0,5	0,05		3	2,87646	3,01411	60,28	60,2823
0333	Сероводород (518)		0,008			2	5,7E-05	2,2E-05	0	0,0028
0337	Окись углерода		5	3		4	15,48241	15,94690	4,50	5,3156
0342	Фтористые газ. соед.		0,02	0,005		2	0,00026	0,00006975	0	0,0140

Код ЗВ	Наименование ЗВ	ЭНК*, мг/м³	ПДК$_{м.р.}$, мг/м³	ПДК$_{с.с.}$, мг/м³	ОБУВ мг/м³	Класс опас-ности	Выброс вещест-ва, г/с	Выброс вещества, т/год, (М)	Значение КОВ (М/ПДК)**а	Значе-ние М/ЭНК
0344	Фториды неорг. плохо раств.		0,2	0,03		2	0,00028	0,000075	0	0,0025
0703	3,4-Бензпирен (54)			1,0E-06		1	2,85E-05	3,04E-05	331,87	30,4036
1325	Формальдегид		0,05	0,01		2	0,3032	0,300485	83,40	30,0485
2735	Масло мин.				0,05		0,001312	0,005006	0	0,1001
2754	Углеводороды пред. С12-С19		1			4	7,32564	7,37321	6,04	7,3732
2908	Пыль неорг., SiO2 в %: 70-20		0,3	0,1		3	0,00028	0,000075	0	0,0008
	В С Е Г О :						***48,833471***	***49,680713***	***3531***	***678,3345***
2025 год, 2027 год										
Кислотная обработка										
0316	Соляная кислота		0,2	0,1		2	0,00165	0,00285	0	0,029
2026 год										
КРС с ГРП и кислотная обработка										
0123	Железо оксиды			0,04		3	0,03586	0,00815	0	0,2038
0143	Марганец (327)		0,01	0,001		2	0,00053	0,00019	0	0,1900
0301	Азота диоксид (4)		0,2	0,04		2	18,55676	18,76623	2969,70	469,1557
0304	Азота оксид (6)		0,4	0,06		3	2,99926	3,023575	50,39	50,3929
0316	Соляная кислота		0,2	0,1		2	0,00165	0,0031361	0	0,0314
0328	Сажа (583)		0,15	0,05		3	1,24948	1,24230	24,85	24,8460
0330	Сера диоксид (516)		0,5	0,05		3	2,87646	3,01411	60,28	60,2823
0333	Сероводород (518)		0,008			2	5,7E-05	2,2E-05	0	0,0028
0337	Окись углерода		5	3		4	15,48241	15,94690	4,50	5,3156
0342	Фтористые газ. соед.		0,02	0,005		2	0,00026	0,00006975	0	0,0140
0344	Фториды неорг. плохо раств.		0,2	0,03		2	0,00028	0,000075	0	0,0025
0703	3,4-Бензпирен (54)			1,0E-06		1	2,85E-05	3,04E-05	331,87	30,4036
1325	Формальдегид		0,05	0,01		2	0,3032	0,300485	83,40	30,0485
2735	Масло мин.				0,05		0,001312	0,005006	0	0,1001
2754	Углеводороды пред. С12-С19		1			4	7,32564	7,37321	6,04	7,3732
2908	Пыль неорг., SiO2 в %: 70-20		0,3	0,1		3	0,00028	0,000075	0	0,0008
	В С Е Г О :						***48,833471***	***49,683564***	***3531***	***678,3345***
2028-2032 гг. 2033-2037 гг. (1 раз в каждые 5 лет)										
КРС с ГРП и кислотная обработка										
0123	Железо оксиды			0,04		3	0,03586	0,00815	0	0,2038
0143	Марганец		0,01	0,001		2	0,00053	0,00019	0	0,1900
0301	Азота диоксид (4)		0,2	0,04		2	18,55676	18,76623	2969,70	469,1557
0304	Азота оксид (6)		0,4	0,06		3	2,99926	3,023575	50,39	50,3929
0316	Соляная кислота		0,2	0,1		2	0,00165	0,0002851	0	0,00285
0328	Сажа (583)		0,15	0,05		3	1,24948	1,24230	24,85	24,8460
0330	Сера диоксид (516)		0,5	0,05		3	2,87646	3,01411	60,28	60,2823
0333	Сероводород (518)		0,008			2	5,7E-05	2,2E-05	0	0,0028
0337	Окись углерода		5	3		4	15,48241	15,94690	4,50	5,3156
0342	Фтористые газ. соед.		0,02	0,005		2	0,00026	0,00006975	0	0,0140
0344	Фториды неорг. плохо раств.		0,2	0,03		2	0,00028	0,000075	0	0,0025
0703	3,4-Бензпирен (54)			1,0E-06		1	2,85E-05	3,04E-05	331,87	30,4036
1325	Формальдегид		0,05	0,01		2	0,3032	0,300485	83,40	30,0485
2735	Масло мин.				0,05		0,001312	0,005006	0	0,1001
2754	Углеводороды пред. С12-С19 (10)		1			4	7,32564	7,37321	6,04	7,3732
2908	Пыль неорг., SiO2 в %: 70-20		0,3	0,1		3	0,00028	0,000075	0	0,0008
	В С Е Г О :						***48,833471***	***49,680713***	***3531***	***678,3345***
ежегодно 2028-2037 гг.										
кислотная обработка										
0316	Соляная кислота		0,2	0,1		2	0,00165	0,002851	0	0,02851
	В С Е Г О :						***0,001650***	***0,002851***		***0,02851***

Таблица 4.2.1.9 Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при проведении планируемых работ по Подварианту 2а

Код ЗВ	Наименование ЗВ	ЭНК*, мг/м^3	ПДК$_{м.р.}$, мг/м^3	ПДК$_{с.с.}$, мг/м^3	ОБУВ мг/м^3	Класс опас-ности	Выброс вещест-ва, г/с	Выброс вещества, т/год, (М)	Значение КОВ (М/ПДК)**а	Значение М/ЭНК
2023 год										
КРС с ГРП и кислотная обработка										
0123	Железо оксиды			0,04		3	0,03586	0,00815	0	0,2038
0143	Марганец (327)		0,01	0,001		2	0,00053	0,00019	0	0,1900
0301	Азота диоксид (4)		0,2	0,04		2	18,55676	18,76623	2969,70	469,1557
0304	Азота оксид (6)		0,4	0,06		3	2,99926	3,023575	50,39	50,3929
0316	Соляная кислота		0,2	0,1		2	0,00165	2,9E-04	0	0,0029
0328	Сажа (583)		0,15	0,05		3	1,24948	1,24230	24,85	24,8460
0330	Сера диоксид (516)		0,5	0,05		3	2,87646	3,01411	60,28	60,2823
0333	Сероводород (518)		0,008			2	5,7E-05	2,2E-05	0	0,0028
0337	Окись углерода		5	3		4	15,48241	15,94690	4,50	5,3156
0342	Фтористые газ. соед.		0,02	0,005		2	0,00026	0,00006975	0	0,0140
0344	Фториды неорг. плохо раств.		0,2	0,03		2	0,00028	0,000075	0	0,0025
0703	3,4-Бензпирен (54)			1,0E-06		1	2,85E-05	3,04E-05	331,87	30,4036
1325	Формальдегид		0,05	0,01		2	0,3032	0,300485	83,40	30,0485
2735	Масло мин.				0,05		0,001312	0,005006	0	0,1001
2754	Углеводороды пред. С12-С19 (10)		1			4	7,32564	7,37321	6,04	7,3732
2908	Пыль неорг., SiO2 в %: 70-20		0,3	0,1		3	0,00028	0,000075	0	0,0008
	В С Е Г О :						***48,833471***	***49,680713***	***3531***	***678,3345***
2024 год										
КРС с ГРП и кислотная обработка										
0123	Железо оксиды			0,04		3	0,03586	0,00815	0	0,2038
0143	Марганец (327)		0,01	0,001		2	0,00053	0,00019	0	0,1900
0301	Азота диоксид (4)		0,2	0,04		2	18,55676	18,76623	2969,70	469,1557
0304	Азота оксид (6)		0,4	0,06		3	2,99926	3,023575	50,39	50,3929
0316	Соляная кислота		0,2	0,1		2	0,00165	2,9E-04	0	0,0029
0328	Сажа (583)		0,15	0,05		3	1,24948	1,24230	24,85	24,8460
0330	Сера диоксид (516)		0,5	0,05		3	2,87646	3,01411	60,28	60,2823
0333	Сероводород (518)		0,008			2	5,7E-05	2,2E-05	0	0,0028
0337	Окись углерода		5	3		4	15,48241	15,94690	4,50	5,3156
0342	Фтористые газ. соед.		0,02	0,005		2	0,00026	0,00006975	0	0,0140
0344	Фториды неорг. плохо раств.		0,2	0,03		2	0,00028	0,000075	0	0,0025
0703	3,4-Бензпирен (54)			1,0E-06		1	2,85E-05	3,04E-05	331,87	30,4036
1325	Формальдегид		0,05	0,01		2	0,3032	0,300485	83,40	30,0485
2735	Масло мин.				0,05		0,001312	0,005006	0	0,1001
2754	Углеводороды пред. С12-С19 (10)		1			4	7,32564	7,37321	6,04	7,3732
2908	Пыль неорг., SiO2 в %: 70-20		0,3	0,1		3	0,00028	0,000075	0	0,0008
	В С Е Г О :						***48,833471***	***49,680713***	***3531***	***678,3345***
2025 год										
перевод скв. 9835 и кислотная обработка. Бурение Г-9										
0123	Железо оксиды			0,04		3	0,0359	0,0055	0	0,1377
0126	Калий хлорид (301)		0,3	0,1		4	0,04667	2,0E-05	0	2,0E-04
0128	Негашеная известь				0,3		0,04667	2,0E-05	0	6,7E-05
0143	Марганец (327)		0,01	0,001		2	5,3E-04	1,2E-04	0	0,1238
0150	Сода каустическая				0,01		0,04667	1,5E-06	0	1,5E-04
0155	Сода кальцинированная		0,15	0,05		3	0,14	0,00153	0	0,0306
0301	Азота диоксид (4)		0,2	0,04		2	15,76544	11,88724	1640,3	297,181
0304	Азота оксид (6)		0,4	0,06		3	2,55125	1,91830	32,0	31,972
0316	Соляная кислота		0,2	0,1		2	0,00165	0,003421	0	0,03421
0328	Сажа (583)		0,15	0,05		3	1,06500	0,79735	15,9	15,947
0330	Сера диоксид (516)		0,5	0,05		3	2,38961	1,84994	37,0	36,999
0333	Сероводород (518)		0,008			2	8,9E-05	1,9E-05	0	0,002
0337	Окись углерода		5	3		4	13,10714	10,11381	3,0	3,371

Код ЗВ	Наименование ЗВ	ЭНК*, мг/м³	ПДК$_{м.р.}$, мг/м³	ПДК$_{с.с.}$, мг/м³	ОБУВ мг/м³	Класс опасности	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год, (М)	Значение КОВ (М/ПДК)**а	Значение М/ЭНК
0342	Фтористые газ. соед. (617)		0,02	0,005		2	2,6E-04	4,5E-05	0	0,009
0344	Фториды неорг. плохо раств.		0,2	0,03		2	2,8E-04	4,8E-05	0	1,6E-03
0415	Смесь углев. пред. С1-С5				50		0,05416	0,008075	0	1,6E-04
0416	Смесь углев. пред. С6-С10				30		0,02003	0,00299	0	1,0E-04
0602	Бензол (64)		0,3	0,1		2	2,6E-04	3,9E-05	0	3,9E-04
0616	Ксилол (322)		0,2			3	0,0001212	1,9E-05	0	9,3E-05
0621	Толуол (558)		0,6			3	0,0001625	2,4E-05	0	4,0E-05
0703	3,4-Бензпирен (54)			1,0E-06		1	2,4E-05	1,9E-05	148,4	18,937
1325	Формальдегид		0,05	0,01		2	0,25992	0,19265	46,8	19,265
2735	Масло мин.				0,05		0,01626	0,00666	0	0,133
2754	Углеводороды пред. С12-С19 (10)		1			4	6,28857	4,74945	4,1	4,749
2908	Пыль неорг., SiO2 в %: 70-20		0,3	0,1		3	0,38798	0,00465	0	0,047
	В С Е Г О :						***42,22460***	***31,54195***	***1927,5***	428,9

Таблица 4.2.1.10 Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при проведении планируемых работ по Подварианту 2б

Код ЗВ	Наименование ЗВ	ЭНК*, мг/м³	ПДК$_{м.р.}$, мг/м³	ПДК$_{с.с.}$, мг/м³	ОБУВ мг/м³	Класс опасности	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год, (М)	Значение КОВ (М/ПДК)[а]	Значение М/ЭНК
2023 год										
КРС с ГРП и кислотная обработка										
0123	Железо оксиды			0,04		3	0,03586	0,00815	0	0,2038
0143	Марганец (327)		0,01	0,001		2	0,00053	0,00019	0	0,1900
0301	Азота диоксид (4)		0,2	0,04		2	18,55676	18,76623	2969,70	469,1557
0304	Азота оксид (6)		0,4	0,06		3	2,99926	3,023575	50,39	50,3929
0316	Соляная кислота		0,2	0,1		2	0,00165	2,9E-04	0	0,0029
0328	Сажа (583)		0,15	0,05		3	1,24948	1,24230	24,85	24,8460
0330	Сера диоксид (516)		0,5	0,05		3	2,87646	3,01411	60,28	60,2823
0333	Сероводород		0,008			2	5,7E-05	2,2E-05	0	0,0028
0337	Окись углерода		5	3		4	15,48241	15,94690	4,50	5,3156
0342	Фтористые газ. соед.		0,02	0,005		2	0,00026	0,00006975	0	0,0140
0344	Фториды неорг. плохо раств.		0,2	0,03		2	0,00028	0,000075	0	0,0025
0703	3,4-Бензпирен (54)			1,0E-06		1	2,85E-05	3,04E-05	331,87	30,4036
1325	Формальдегид		0,05	0,01		2	0,3032	0,300485	83,40	30,0485
2735	Масло мин.				0,05		0,001312	0,005006	0	0,1001
2754	Углеводороды пред. С12-С19 (10)		1			4	7,32564	7,37321	6,04	7,3732
2908	Пыль неорг., SiO2 в %: 70-20		0,3	0,1		3	0,00028	0,000075	0	0,0008
	В С Е Г О :						***48,833471***	***49,680713***	***3531***	***678,3345***
2024 год										
КРС с ГРП и кислотная обработка										
0123	Железо оксиды			0,04		3	0,03586	0,00815	0	0,2038
0143	Марганец (327)		0,01	0,001		2	0,00053	0,00019	0	0,1900
0301	Азота диоксид (4)		0,2	0,04		2	18,55676	18,76623	2969,70	469,1557
0304	Азота оксид (6)		0,4	0,06		3	2,99926	3,023575	50,39	50,3929
0316	Соляная кислота		0,2	0,1		2	0,00165	2,9E-04	0	0,0029
0328	Сажа (583)		0,15	0,05		3	1,24948	1,24230	24,85	24,8460
0330	Сера диоксид (516)		0,5	0,05		3	2,87646	3,01411	60,28	60,2823
0333	Сероводород		0,008			2	5,7E-05	2,2E-05	0	0,0028
0337	Окись углерода		5	3		4	15,48241	15,94690	4,50	5,3156
0342	Фтористые газ. соед.		0,02	0,005		2	0,00026	0,00006975	0	0,0140
0344	Фториды неорг. плохо раств.		0,2	0,03		2	0,00028	0,000075	0	0,0025
0703	3,4-Бензпирен (54)			1,0E-06		1	2,85E-05	3,04E-05	331,87	30,4036
1325	Формальдегид		0,05	0,01		2	0,3032	0,300485	83,40	30,0485

Код ЗВ	Наименование ЗВ	ЭНК*, мг/м³	ПДК$_{м.р.}$, мг/м³	ПДК$_{с.с.}$, мг/м³	ОБУВ мг/м³	Класс опас-ности	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год, (М)	Значение КОВ (М/ПДК)[a]	Значение М/ЭНК
2735	Масло мин. нефтяное				0,05		0,001312	0,005006	0	0,1001
2754	Углеводороды пред. С12-С19 (10)		1			4	7,32564	7,37321	6,04	7,3732
2908	Пыль неорг., SiO2 в %: 70-20		0,3	0,1		3	0,00028	0,000075	0	0,0008
	В С Е Г О :						***48,833471***	***49,680713***	***3531***	***678,3345***
2025 год										
Бурение скв. РП-9 и скв. Г-9										
0123	Железо оксиды			0,04		3	0,03586	0,002038	0	0,05095
0126	Калий хлорид (301)		0,3	0,1		4	0,04667	0,00038	0	0,0038
0128	Негашеная известь				0,3		0,04667	0,00042	0	0,0014
0143	Марганец (327)		0,01	0,001		2	0,00053	0,0000638	0	0,0638
0150	Сода каустическая				0,01		0,04667	0,000031532	0	0,00315
0155	Сода кальцинированная		0,15	0,05		3	0,14	0,028465	0	0,5693
0301	Азота диоксид (4)		0,2	0,04		2	19,127137	16,756611	2563,1	418,9
0304	Азота оксид (6)		0,4	0,06		3	3,09767	2,6969487	44,9	44,9
0316	Соляная кислота		0,2	0,1		2	0,00165	0,003421	0	0,03421
0328	Сажа (583)		0,15	0,05		3	1,2998161	1,13864496	22,8	22,8
0330	Сера диоксид (516)		0,5	0,05		3	2,8446103	2,624181173	52,5	52,5
0333	Сероводород		0,008			2	0,0000888	0,00002542	0	0,0032
0337	Окись углерода		5	3		4	15,92269	14,39283451	4,1	4,8
0342	Фтористые газ. соед.		0,02	0,005		2	0,00026	0,0000325	0	0,0065
0344	Фториды неорг. плохо раств.		0,2	0,03		2	0,00028	0,000035	0	0,0012
0415	Смесь углев. пред. С1-С5				50		0,05416	0,078247	0	0,0016
0416	Смесь углев. пред. С6-С10				30		0,02003	0,02895	0	0,0010
0602	Бензол (64)		0,3	0,1		2	0,0002574	0,00037825	0	0,0038
0616	Ксилол (322)		0,2			3	0,0451282	0,037381044	0	0,2
0621	Толуол (558)		0,6			3	0,0001635	0,00023605	0	0,0004
0703	3,4-Бензпирен			1E-06		1	2,9109E-05	2,62051E-05	257,8	26,2
1042	Бутиловый спирт		0,1			3	0,0007	0,0003	0	0,003
1325	Формальдегид		0,05	0,01		2	0,319268	0,27306348	73,6	27,3
2735	Масло мин.				0,05		0,016258	0,042408216	0	0,8
2752	Уайт-спирит				1		0,045	0,0238	0	0,0238
2754	Углеводороды пред. С12-С19 (10)		1			4	7,71528566	6,772761	5,6	6,8
2908	Пыль неорг., SiO2 в %: 70-20		0,3	0,1		3	0,40481	0,044101	0	0,4
	В С Е Г О :						***51,2316921***	***44,9457849***	***3024,4***	***606,4498***

Примечание:

1. В колонке 9: "М" - выброс ЗВ, т/год;
"ПДК" - ПДКс.с. или (при отсутствии ПДКс.с.) ПДКм.р. или (при отсутствии ПДКм.р.) ОБУВ;
"а" - константа, зависящая от класса опасности ЗВ.

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

3. В процессе проведения различных видов работ на скважинах работает одного и того же оборудование (д/г вахтового городка, емкости д/т, масла, и т.д.). Поэтому значение максимально-разовых выбросов ЗВ от источников загрязнения в целом, принято по количеству источников, а не по сумме работающего оборудования на конкретном виде работ.

При планируемых работах независимо от выбранного варианта выбросы ЗВ от стационарных источников составят при:

- КРС скважины РП-6 (РП-7) – 39,8941 т/год;
- переводе скв. 9835 – 20,86762 т/год;
- ГРП на скважинах РП-6, РП-7 – 9,7867 т/год;
- бурении скважины РП-9 – 34,271451 т/год;

– бурении скважины Г-9 – 10,671483 т/год.

Всего при проведении каждого вида проектируемых работ ориентировочные нормативные выбросы составят:

Характеристика ЗВ	Ориентировочные выбросы загрязняющих веществ по вариантам											
	КРС РП-6 (7) без ГРП		РП-6 (7) с ГРП		Перевод скв. 9835		РП-9		Г9		ГРП	
	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год
Всего	*32,577*	*39,894*	*48,833*	*49,681*	*27,205*	*20,868*	*37,210*	*34,271*	*19,494*	*10,671*	*16,278*	*9,787*
Т в е р д ы е:	*0,878*	*1,013*	*1,286*	*1,251*	*0,730*	*0,528*	*1,610*	*0,933*	*1,140*	*0,281*	*0,409*	*0,238*
Газообразные, жидкие	*31,700*	*38,881*	*47,547*	*48,430*	*26,475*	*20,340*	*35,600*	*33,338*	*18,354*	*10,390*	*15,869*	*9,549*

Перечень и нормативная характеристика загрязняющих веществ при реализации решений основного проекта и дополнений, внесенных авторским надзором с 2026 года по 2037 год для Подвариантов 2а, и 2б представлен в таблице 4.2.1.11.

Таблица 4.2.1.11 Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при реализации решений основного проекта и дополнений, внесенных авторским надзором для подвариантов 2а и 2б

Код ЗВ	Наименование ЗВ	ЭНК*, мг/м^3	ПДК$_{м.р.}$, мг/м^3	ПДК$_{с.с.}$, мг/м^3	ОБУВ мг/м^3	Класс опас-ности	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год, (М)	Значение КОВ (М/ПДК)**а	Значение М/ЭНК
2026 год										
КРС с ГРП и кислотная обработка										
0123	Железо оксиды			0,04		3	0,03586	0,00815	0	0,2038
0143	Марганец (327)		0,01	0,001		2	0,00053	0,00019	0	0,1900
0301	Азота диоксид (4)		0,2	0,04		2	18,55676	18,76623	2969,70	469,1557
0304	Азота оксид (6)		0,4	0,06		3	2,99926	3,023575	50,39	50,3929
0316	Соляная кислота		0,2	0,1		2	0,00165	0,00370631	0	0,0371
0328	Сажа (583)		0,15	0,05		3	1,24948	1,24230	24,85	24,8460
0330	Сера диоксид (516)		0,5	0,05		3	2,87646	3,01411	60,28	60,2823
0333	Сероводород (518)		0,008			2	5,7E-05	2,2E-05	0	0,0028
0337	Окись углерода		5	3		4	15,48241	15,94690	4,50	5,3156
0342	Фтористые газ. соед.		0,02	0,005		2	0,00026	0,00006975	0	0,0140
0344	Фториды неорг. плохо раств.		0,2	0,03		2	0,00028	0,000075	0	0,0025
0703	3,4-Бензпирен (54)			1,0E-06		1	2,85E-05	3,04E-05	331,87	30,4036
1325	Формальдегид		0,05	0,01		2	0,3032	0,300485	83,40	30,0485
2735	Масло мин.				0,05		0,001312	0,005006	0	0,1001
2754	Углеводороды пред. С12-С19		1			4	7,32564	7,37321	6,04	7,3732
2908	Пыль неорг., SiO2 в %: 70-20		0,3	0,1		3	0,00028	0,000075	0	0,0008
	В С Е Г О :						***48,833471***	***49,684134***	***3531***	***678,3687***
2027 г.										
кислотная обработка										
0316	Соляная кислота		0,2	0,1		2	0,00165	0,00342	0	0,03421
	В С Е Г О :						***0,001650***	***0,003421***	***0***	***3,4E-02***
2028-2032 гг. 2033-2037гг. (1 раз в каждые 5 лет)										
КРС с ГРП и кислотная обработка										
0123	Железо оксиды			0,04		3	0,03586	0,00815	0	0,2038
0143	Марганец		0,01	0,001		2	0,00053	0,00019	0	0,1900
0301	Азота диоксид (4)		0,2	0,04		2	18,55676	18,76623	2969,70	469,1557
0304	Азота оксид (6)		0,4	0,06		3	2,99926	3,023575	50,39	50,3929
0316	Соляная кислота		0,2	0,1		2	0,00165	0,0037063	0	0,0371
0328	Сажа (583)		0,15	0,05		3	1,24948	1,24230	24,85	24,8460
0330	Сера диоксид (516)		0,5	0,05		3	2,87646	3,01411	60,28	60,2823
0333	Сероводород (518)		0,008			2	5,7E-05	2,2E-05	0	0,0028

Код ЗВ	Наименование ЗВ	ЭНК*, мг/м^3	ПДК$_{м.р.}$, мг/м^3	ПДК$_{с.с.}$, мг/м^3	ОБУВ мг/м^3	Класс опасности	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год, (М)	Значение КОВ (М/ПДК)**а	Значение М/ЭНК
0337	Окись углерода		5	3		4	15,48241	15,94690	4,50	5,3156
0342	Фтористые газ. соед.		0,02	0,005		2	0,00026	0,00006975	0	0,0140
0344	Фториды неорг. плохо раств.		0,2	0,03		2	0,00028	0,000075	0	0,0025
0703	3,4-Бензпирен (54)			1,0E-06		1	2,85E-05	3,04E-05	331,87	30,4036
1325	Формальдегид		0,05	0,01		2	0,3032	0,300485	83,40	30,0485
2735	Масло мин.				0,05		0,001312	0,005006	0	0,1001
2754	Углеводороды пред. С12-С19 (10)		1			4	7,32564	7,37321	6,04	7,3732
2908	Пыль неорг., SiO2 в %: 70-20		0,3	0,1		3	0,00028	0,000075	0	0,0008
	В С Е Г О :						***48,833471***	***49,684134***	***3531***	***678,3687***
ежегодно 2028-2037 гг.										
кислотная обработка										
0316	Соляная кислота		0,2	0,1		2	0,00165	0,00342	0	0,03421
	В С Е Г О :						***0,001650***	***0,003421***	***0***	***3,4E-02***

По возможным вариантам проведения работ по Дополнению №3 и в соответствии с авторским надзором ориентировочные нормативные выбросы составят:

Характеристика ЗВ	Ориентировочные выбросы загрязняющих веществ по вариантам					
	Вариант 1		Вариант 2а		Вариант 2б	
	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год
2023 г.						
Всего	**48,8335**	**49,6807**	**48,8335**	**49,6807**	**48,8335**	**49,6807**
Т в е р д ы е:	***1,2865***	***1,2508***	***1,2865***	***1,2508***	***1,2865***	***1,2508***
Газообразные, жидкие	***47,5470***	***48,4299***	***47,5470***	***48,4299***	***47,5470***	***48,4299***
2024 г.						
Всего	**48,8335**	**49,6807**	**48,8335**	**49,6807**	**48,8335**	**49,6807**
Т в е р д ы е:	***1,2865***	***1,2508***	***1,2865***	***1,2508***	***1,2865***	***1,2508***
Газообразные, жидкие	***47,5470***	***48,4299***	***47,5470***	***48,4299***	***47,5470***	***48,4299***
2025 г.						
Всего	**0,00165**	**0,00029**	**42,2246**	**31,5419**	**51,2317**	**44,9458**
Т в е р д ы е:	**-**	**-**	***1,7230***	***0,8093***	***1,9747***	***1,2142***
Газообразные, жидкие	***0,0017***	***0,0003***	***40,5016***	***30,7327***	***49,2570***	***43,7316***
2026 г.						
Всего	**48,8335**	**49,683564**	**48,8335**	**49,6841**	**48,8335**	**49,6841**
Т в е р д ы е:	***1,2865***	***1,2508***	***1,2865***	***1,2508***	***1,2865***	***1,2508***
Газообразные, жидкие	***47,5470***	***48,43274***	***47,5470***	***48,4333***	***47,5470***	***48,4333***
2027 г.						
Всего	**0,00165**	**0,000285**	**0,0017**	**0,0034**	**0,0017**	**0,0034**
Т в е р д ы е:	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
Газообразные, жидкие	***0,00165***	***0,00029***	***0,00165***	***0,00342***	***0,00165***	***0,00342***
В периоды 2028-2032 гг. и 2033-2037 гг. (1 раз в каждые 5 лет)						
Всего	**48,8335**	**49,6836**	**48,8335**	**49,6841**	**48,8335**	**49,6841**
Т в е р д ы е:	***1,2865***	***1,2508***	***1,2865***	***1,2508***	***1,2865***	***1,2508***
Газообразные, жидкие	***47,5470***	***48,4327***	***47,5470***	***48,4333***	***47,5470***	***48,4333***
В остальные годы периодов 2028-2032 гг. 2033-2037 гг.						
Всего	**0,00165**	**0,00285**	**0,00165**	**0,00342**	**0,00165**	**0,00342**
Т в е р д ы е:	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
Газообразные, жидкие	***0,00165***	***0,00285***	***0,00165***	***0,00342***	***0,00165***	***0,00342***

При КРС скважины РП-6 (РП-7) и др. в атмосферу от стационарных источников выбрасываются загрязняющие вещества 16-ти наименований 1-4 класса опасности, из них 6 веществ обладают при совместном присутствии эффектом суммации вредного действия и объединены в 5 групп суммации.

В общем количестве выбросов при *КРС скважин* более 90 % это: оксиды азота, оксид углерода, углеводороды, диоксид серы.

При проведении КРС на скв. РП-6 (РП-7) в валовом выбросе ЗВ от стационарных источников основная доля приходится на:

- азота диоксид – 37,64%;
- углерода оксид – 32,17%;
- углеводороды предельные C_{12}-C_{19} – 14,95%;
- серы диоксид – 6,02%.

При проведении операции гидроразрыва пласта в атмосферу от стационарных источников выбрасываются загрязняющие вещества 11-*ти* наименований 1-4 класса опасности, из них 4 веществ обладают при совместном присутствии эффектом суммации вредного действия и объединены в 3 групп суммации.

При проведении операции гидроразрыва пласта на скважинах в валовом выбросе ЗВ от стационарных источников основная доля приходится на:

- азота диоксид – 38,34%;
- углерода оксид – 31,8%;
- углеводороды предельные C_{12}-C_{19} – 14,4%;
- серы диоксид – 6,24%.

При переводе скв. 9835 из ликвидированных в нагнетательные в атмосферу от стационарных источников выбрасываются загрязняющие вещества 16-ти наименований 1-4 класса опасности, из них 6 веществ обладают при совместном присутствии эффектом суммации вредного действия и объединены в 5 групп суммации.

При переводе скв. 9835 в валовом выбросе ЗВ от стационарных источников основная доля приходится на:

- азота диоксид – 37,61%;
- углерода оксид – 32,23%;
- углеводороды предельные C_{12}-C_{19} – 14,86%;
- серы диоксид – 6,1%.

При бурении скважины РП-9 в атмосферу от стационарных источников выбрасываются загрязняющие вещества 27-*ми* наименований 1-4 класса опасности, из них 6 веществ обладают при совместном присутствии эффектом суммации вредного действия и объединены в 5 групп суммации.

При этом в зависимости от вида работ в валовом выбросе загрязняющих веществ от стационарных источников основная доля приходится на этапе:

- СМР:
  - азота диоксид – 27,65%;
  - углерода оксид – 22,40%;
  - пыль неорганическую, сод. SiO_2 70-20% – 22,7%;
  - углеводороды предельные C_{12}-C_{19} – 10,43%;
  - серы диоксид – 4,57%.
- бурения и испытания скважины:

- азота диоксид – 38,35%;
- углерода оксид – 30,47%;
- углеводороды предельные C_{12}-C_{19} – 13,8%;
- серы диоксид – 7,94%.

При бурении скважины Г-9 в атмосферу от стационарных источников выбрасываются загрязняющие вещества 23-*х* наименований 1-4 класса опасности, из них 4 веществ обладают при совместном присутствии эффектом суммации вредного действия и объединены в 3 групп суммации.

В общем количестве выбросов при *бурении скважины Г-9* более 90 % это: оксиды азота, оксид углерода, углеводороды, диоксид серы, пыль неорганическая с содер. 70-20% SiO_2.

Передвижные источники выбросов

Передвижными источниками загрязнения атмосферного воздуха при проведении проектируемых работ являются автотранспортные средства, маневрирующие на площадках скважин, а также при движении к месту проведения работ и обратно.

По Дополнению №3 и решений, внесенных авторским надзором на Полигонах 1 и 2 для передвижного транспорта по видам работ потребуется:

Вид работ	Расход топлива передвижного транспорта, тонн	
	дизтопливо	бензин
Полигон №2		
КРС скв. РП-6 (РП-7)	34,17	5,94
Перевод скв. 9835 из ликвид. в нагнетательные	37,078	5,942
Операция гидроразрыва	24,68	
Бурение скв. РП-9	69,13	6,16
Бурение скв. Г-9	3,9	1,19
Кислотная обработка (2 раз/год)	6,641	-
Кислотная обработка по 2 раз/год за 5 лет	33,206	-
Мониторинг (4 раза в год)	16,293	-
Мониторинг по 4 раза в год за 5 лет	81,466	-
Полигон №1+ Полигон №2 (авторский надзор)		
Кислотная обработка (10 раз/год)	33,21	-
Мониторинг (60 раз/ год)	195,31	-
Кислотная обработка по 10 раз/год за 5 лет	166,03	-
Мониторинг по 60 раз/ год за 5 лет	1074,72	-

Распределение потребления топлива по годам передвижным транспортом по вариантам следующее:

Вид топлива	Расход топлива по Вариантам, тонн						
	2023г.	***2024г.***	***2025г.***	***2026г.***	***2027г.***	***2028-2032гг.***	***2033-2037гг.***
Вариант 1							
Дизельное топливо	58,85	58,85	228,52	287,37	228,52	1299,60	1299,60
Бензин	5,94	5,94		5,94		5,94	5,94
Вариант 2а							
Дизельное топливо	58,85	58,85	269,498	310,304	251,454	1414,27	1414,27
Бензин	5,94	5,94	7,132	5,94		5,94	5,94
Вариант 2б							
Дизельное топливо	58,85	58,85	301,55	310,304	251,454	1414,27	1414,27
Бензин	5,94	5,94	7,35	5,94		5,94	5,94

Количество выбросов от передвижных источников составит при:

- КРС скважины РП-6 (РП-7) – 7,019 т/год;
- перевод скв. 9835 из ликвидированных в нагнетательные – 7,367 т/год;
- гидроразрыве – 2,944 т/год.
- бурении скважины РП-9 – 11,298 т/год;
- бурении скважины Г-9 – 1,055 т/год.

Суммарно на каждой из скважин РП-6 (ПР-7) с учетом ГРП от передвижных источников выбросы ЗВ в атмосферу составят 9,963 т/год.

Количество выбросов ЗВ в атмосферу по годам от передвижных источников при проведении планируемых работ по вариантам по Дополнению №3 с учетом решений по авторскому надзора по двум Полигонам представлены в таблице 4.2.1.12.

Таблица 4.2.1.12 Объемы выбросов ЗВ в атмосферу от передвижных источников при проведении планируемых работ по вариантам

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	Ориентировочные выбросы ЗВ в атмосферу от передвижных источников, т/год						
		2023г.	*2024г.*	*2025г.*	*2026г.*	*2027г.*	*2028-2032гг.*	*2033-2037гг.*
Вариант 1								
0301	Азота диоксид	1,6819	1,6819	6,0329	7,7149	6,0329	34,4377	34,4377
0304	Азота оксид	0,2733	0,2733	0,9804	1,2537	0,9804	5,5961	5,5961
0328	Сажа	0,5480	0,5480	2,1024	2,6503	2,1024	11,9629	11,9629
0330	Сера диоксид	0,6004	0,6004	2,2852	2,8856	2,2852	13,0079	13,0079
0337	Углерод оксид	5,2608	5,2608	10,7404	16,0012	10,7404	63,5760	63,5760
0703	Бенз/а/пирен	8,83E-06	8,83E-06	3,20E-05	4,08E-05	3,20E-05	1,83E-04	1,83E-04
1325	Формальдегид	0,2072	0,2072	0,7770	0,9842	0,7770	4,4258	4,4258
2754	Углеводороды С12-С19	1,3914	1,3914	4,3419	5,7333	4,3419	24,9656	24,9656
ВСЕГО:		**9,9630**	**9,9630**	**27,2602**	**37,2231**	**27,2602**	**157,9722**	**157,9722**
Твердые:		*0,5480*	*0,5480*	*2,1024*	*2,6504*	*2,1024*	*11,9630*	*11,9630*
Газообразные, жидкие:		*9,4150*	*9,4150*	*25,1578*	*34,5728*	*25,1578*	*146,0092*	*146,0092*
Вариант 2а								
0301	Азота диоксид	1,6819	1,6819	7,2688	8,3203	6,6384	37,4651	37,4651
0304	Азота оксид	0,2733	0,2733	1,1812	1,3521	1,0787	6,0881	6,0881
0328	Сажа	0,5480	0,5480	2,4872	2,8613	2,3134	13,0178	13,0178
0330	Сера диоксид	0,6004	0,6004	2,7092	3,1149	2,5145	14,1546	14,1546
0337	Углерод оксид	5,2608	5,2608	15,6618	17,0791	11,8183	68,9656	68,9656
0703	Бенз/а/пирен	8,83E-06	8,83E-06	3,84E-05	4,40E-05	3,52E-05	1,99E-04	1,99E-04
1325	Формальдегид	0,2072	0,2072	0,9249	1,0622	0,8549	4,8157	4,8157
2754	Углеводороды С12-С19	1,3914	1,3914	5,4485	6,1690	4,7776	27,1444	27,1444
ВСЕГО:		**9,9630**	**9,9630**	**35,6817**	**39,9589**	**29,9960**	**171,6514**	**171,6514**
Твердые:		*0,5480*	*0,5480*	*2,4873*	*2,8614*	*2,3134*	*13,0180*	*13,0180*
Газообразные, жидкие:		*9,4150*	*9,4150*	*33,1945*	*37,0976*	*27,6826*	*158,6334*	*158,6334*
Вариант 2б								
0301	Азота диоксид	1,6819	1,6819	8,1197	8,3203	6,6384	37,4651	37,4651
0304	Азота оксид	0,2733	0,2733	1,3194	1,3521	1,0787	6,0881	6,0881
0328	Сажа	0,5480	0,5480	2,7823	2,8613	2,3134	13,0178	13,0178
0330	Сера диоксид	0,6004	0,6004	3,0302	3,1149	2,5145	14,1546	14,1546
0337	Углерод оксид	5,2608	5,2608	17,2599	17,0791	11,8183	68,9656	68,9656
0703	Бенз/а/пирен	8,83E-06	8,83E-06	4,30E-05	4,40E-05	3,52E-05	1,99E-04	1,99E-04
1325	Формальдегид	0,2072	0,2072	1,0341	1,0622	0,8549	4,8157	4,8157
2754	Углеводороды С12-С19	1,3914	1,3914	6,0676	6,1690	4,7776	27,1444	27,1444
ВСЕГО:		**9,9630**	**9,9630**	**39,6132**	**39,9589**	**29,9960**	**171,6514**	**171,6514**
Твердые:		*0,5480*	*0,5480*	*2,7824*	*2,8614*	*2,3134*	*13,0180*	*13,0180*
Газообразные, жидкие:		*9,4150*	*9,4150*	*36,8308*	*37,0976*	*27,6826*	*158,6334*	*158,6334*

Характеристика залповых и аварийных выбросов в атмосферу

Залповые выбросы

Залповые выбросы при проведении строительных работ по определению отсутствуют.

Аварийные выбросы. В период проведения проектируемых работ наиболее вероятной представляется авария, связанная с повреждением емкостей хранения топлива и разливом дизельного топлива, пожары, взрывы и столкновение автотранспорта. Учитывая удаленность планируемых работ от жилых зон, а также кратковременный характер аварии в связи с оперативным реагированием служб предприятия и ликвидацией её в кратчайшие сроки, такая аварийная ситуация не приведет к значительному загрязнению атмосферного воздуха и не потребует специальных мер по защите населения.

Все аварии, возникновение которых возможно в процессе проведения строительных работ, не ведущие к значительным неблагоприятным изменениям окружающей среды, отнесены к разряду технических проблем и из рассмотрения в данном разделе исключены.

Значительный воздухообмен и достаточно высокая способность атмосферного воздуха к самоочищению, благодаря активной ветровой деятельности в районе проведения работ, способствуют снижению уровня загрязнения воздуха. Для аварийных выбросов нормативы ПДВ не устанавливаются.

Для предотвращения аварийных ситуаций разрабатываются правила безопасной эксплуатации и правила техники безопасности.

Для исключения аварийных ситуаций на всех объектах при проведении буровых операций будет проводиться ежедневный контроль состояния оборудования и топливопроводов.

Меры безопасности предусматривают соблюдение действующих противоаварийных норм и правил, в том числе:

- обеспечение беспрепятственного доступа представителей аварийных служб к любому участку производства;
- обучение персонала правилам техники безопасности, пожарной безопасности и соблюдению правил при выполнении работ;
- строгое выполнение принятых в отрасли правил техники безопасности;
- обеспечение герметичности систем перекачки топлива;
- регулярные технические осмотры оборудования, замена неисправного оборудования.

При соблюдении правил техники безопасности и правил технической эксплуатации на всех участках работ при регулярных проверках оборудования аварийные ситуации сводятся к минимуму или исключаются полностью.

4.2.2. Обоснование исходных данных для расчетов выбросов загрязняющих веществ

Количество выбрасываемых загрязняющих веществ определялось по проектам, в корытах проводились аналогичные работы.

К определению выбросов в атмосферу на периоды строительно-монтажных, буровых работ и испытания приняты аналоги:

1) «Групповой технический проект на строительство вертикальных контрольно-наблюдательных и нагнетательных скважин РП-8, РП-9, РП-10, РП-11 на месторождении Карачаганак» (АО НИПИнефтегаз, 2010 г.).
2) «Индивидуальный технический проект на углубление горизонтальным стволом 321-1D скважины №321 на месторождении Карачаганак» (НИПИнефтегаз 2015 г.).

Исходными данными для теоретического расчета явились характеристики технологического оборудования, расход материалов по данным этих проектов.

Продолжительность работы оборудования принята в соответствии с графиком проектируемых работ.

Подробное обоснование полноты и достоверности исходных данных для определения ориентировочных нормативов выбросов (расчеты количества загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу, геометрические характеристики источников выбросов) представлены в Книге 2, Приложение 23.

4.2.3. Комплекс мероприятий по уменьшению выбросов в атмосферу

Для уменьшения влияния работающего технологического оборудования предприятия на состояние атмосферного воздуха, сокращения объемов выбросов загрязняющих веществ, снижения их приземных концентраций и предотвращения сверхнормативных и аварийных выбросов вредных веществ в атмосферу проектом предусматривается комплекс планировочных и технологических мероприятий.

К планировочным мероприятиям, влияющим на уменьшение воздействия выбросов предприятия на жилую зону, относятся:

- расположение участка проектируемых работ на значительном расстоянии от населенных мест;
- проведение работ по пылеподавлению буровой площадки;
- упорядоченное движение транспорта и другой техники по территории производства работ, разработка оптимальных схем движения.

Технологические мероприятия включают:

- применение высокопроизводительного отечественного и импортного геологоразведочного оборудования (бурового, опробовательского и др.), силовых агрегатов в соответствии с требованиями нормативных документов, регламентирующих вопросы безопасности и охраны окружающей среды;
- применение дизель-генераторов, надежных, экономичных и неприхотливых в эксплуатации, включая дизели компании Caterpillar с низким уровнем токсичности выхлопа и удельным расходом топлива, которыми будет оснащен энергоблок буровой установки;
- тщательную технологическую регламентацию проведения работ;
- обучение рабочих и служащих правилам техники безопасности, пожарной безопасности и соблюдению правил при выполнении работ;
- ежедневный контроль оборудования буровой площадки для своевременного обнаружения утечек ГСМ, реагентов, контроль за работой контрольно-измерительных приборов и автоматических систем управления технологическими процессами;
- установку оборудования с учетом токсичности продуктов;
- бурение с применением бурового раствора, исключающего выбросы пыли;
- приготовление и обработка бурового раствора в циркуляционной системе;
- применение системы контроля загазованности;
- поддержание в полной технической исправности резервуаров и технологического оборудования, обеспечение их герметичности;
- хранение материалов и химических реагентов в закрытых помещениях;

- применение герметичной системы хранения дизельного топлива с установкой дыхательных клапанов на резервуарах;
- применение на дизельных установках выхлопных труб высотой не менее 6 м, обеспечивающих улучшение условий рассеивания отходящих газов в атмосфере;
- применение герметичной системы хранения дизельного топлива, добытой нефти с установкой дыхательных клапанов на резервуарах;
- подбор оборудования, запорной арматуры и предохранительных и регулирующих клапанов в строгом соответствии с давлениями, на которое рассчитано используемое оборудование;
- использование специальной горелки при сжигании газа с эффективностью сгорания свыше 99,9%, способствующей снижению образования сажи;
- установка на устье скважины противовыбросового оборудования, которое перекрывает устье скважины в случае нефтегазопроявлений и препятствует выбросам нефти и газа в атмосферу;
- своевременное проведение планово-предупредительных ремонтов и профилактики технологического оборудования и трубопроводов;
- слив топлива из автоцистерн только с применением быстроразъемных муфт герметичного слива;
- соответствие параметров применяемых машин, оборудования, транспортных средств в части состава отработавших газов в процессе эксплуатации установленным стандартам и техническим условиям предприятия-изготовителя;
- правильная эксплуатация двигателя, своевременная регулировка системы подачи и ввода топлива, а также регулировка системы зажигания, что является определяющим условием минимального загрязнения атмосферы отработавшими газами двигателей автотранспорта;
- стоянка техники в период технического простоя или техперерыва в работе только при неработающем двигателе;
- техосмотр и техобслуживание автотранспорта и спецтехники, а также контроль токсичности выбросов, что обеспечивается плановыми проверками работающего на участках работ транспорта;
- использование малосернистого дизельного топлива, что позволит увеличить эксплуатационное время работы двигателя между ремонтами и снизить выбросы диоксида серы; так снижение содержания серы в топливе с 0,04 масс, % до 0,05 масс, % позволяет увеличить эксплуатационное время работы на 30% и снизить выбросы SO_2 на 85%;
- использование высокооктановых неэтилированных сортов бензинов, что позволит:
    - исключить выбросы свинца и его соединений с отработанными газами карбюраторного двигателя;
    - улучшить полноту сгорания топлива, в результате чего снизятся выбросы CO и углеводородов;

Таким образом, реализация предложенного комплекса мероприятий по охране атмосферного воздуха в сочетании с хорошей организацией производственного процесса и производственного контроля за состоянием окружающей среды позволит обеспечить уменьшить негативную нагрузку на воздушный бассейн при проведении проектируемых работ.

4.2.4. Характеристика мероприятий по регулированию выбросов в период неблагоприятных метеорологических условий (НМУ)

Неблагоприятные метеоусловия (НМУ) представляют собой краткосрочное особое сочетание метеорологических факторов, обусловливающее ухудшение качества атмосферного воздуха.

Предотвращению опасного загрязнения воздуха в периоды неблагоприятных метеоусловий (НМУ) способствует регулирование выбросов или их кратковременное снижение. В периоды НМУ максимальная концентрация примеси может увеличиться в 1,5-2,0 раза.

Проведение мероприятий при НМУ позволит не допустить в эти периоды возникновения высоких уровней загрязнения атмосферы при заблаговременном прогнозировании таких условий и своевременном сокращении выбросов вредных веществ в атмосферу. Главное условие: выполнение мероприятий при НМУ не должно приводить к нарушению технологического процесса, следствием которого могут явиться аварийные ситуации.

Определение периода действия и режима НМУ находится в ведении органов Казгидромета. В обязанности этих органов входит оповещение предприятия о наступлении и завершении периода НМУ и режима НМУ.

В соответствии с требованиями «Методики по регулированию выбросов при НМУ» (Приложение 14 к приказу МООС и водных ресурсов РК от 12.06.2014 года № 221-ө) мероприятия по регулированию выбросов разрабатываются на всех предприятиях, имеющих источники выбросов вредных веществ в атмосферу.

Регулирование выбросов в периоды НМУ для объектов месторождения Карачаганак, расположенных на значительном расстоянии от населенных мест, нецелесообразно, так как согласно Методике по регулированию выбросов при неблагоприятных метеорологических условиях (Приложение 14 к приказу МООС и водных ресурсов РК от 12.06.2014 года № 221-ө) мероприятия по сокращению выбросов ЗВ в периоды НМУ разрабатывают предприятия, имеющие стационарные источники выбросов, расположение в населенных пунктах, где подразделениями Казгидромета проводятся или, планируется проведение прогнозирования НМУ.

На основании этого на период НМУ – при сильных ветрах и туманах предлагаются мероприятия по I и II режиму работы предприятия согласно «Методических указаний регулирования выбросов при неблагоприятных метеорологических условиях, РД 52.04.52-85». При этом по первому режиму снижение выбросов составит 15-20%, по второму – 20-40%.

Главное условие при выборе мероприятий в период НМУ – намечаемые мероприятия не должны приводить к нарушению технологического процесса, следствием которого могут явиться аварийные ситуации.

Исходя из специфики геологоразведочных работ, предложен следующий план мероприятий:

по I режиму работы со снижением выбросов порядка 15%:

осуществление организационных мероприятий, связанных с:

- усилением контроля за работой измерительных приборов и оборудования, в первую очередь, на дизель-генераторах;
- усилением контроля за герметичностью технологического оборудования и трубопроводов;
- запрещением работы оборудования в форсированном режиме;

- усилением контроля за соблюдением правил техники безопасности и противопожарных норм;
- ограничением погрузочно-разгрузочных работ (в период СМР, цементажа, приготовления буровых растворов);
- интенсификацией увлажнения территории площадки проведения работ;
- ограничением ремонтных работ.

В случае оповещения предприятия о наступлении НМУ *по II режиму* предусматриваются следующие мероприятия по кратковременному снижению выбросов:

- мероприятия, разработанные для I режима;
- для снижения выбросов рекомендуется снизить на 40% мощность дизельных генераторов буровой площадки, двигателей цементировочной техники, что обеспечит соответствующее снижение приземных концентраций по основным загрязняющим веществам.

Мероприятия по сокращению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от источников предприятия в периоды НМУ по вариантам 1, 2а, 2б представлены в Книге 2, Приложение 23.

Для эффективного предотвращения превышений уровня загрязнения воздуха в периоды НМУ следует, в первую очередь, сократить выбросы по низким, рассредоточенным, холодным источникам (при перегрузке сыпучих материалов, реагентов и ГСМ).

Все предложенные мероприятия позволят не допустить в периоды НМУ возникновения высоких уровней загрязнения атмосферы при заблаговременном прогнозировании таких условий и своевременном сокращении выбросов вредных веществ в атмосферу.

4.2.5. Расчет и анализ величин уровня загрязнения атмосферного воздуха

Целью расчета уровня загрязнения атмосферы является расчет концентраций загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы и проверка их соответствия гигиеническим нормативам качества атмосферного воздуха, установленным для населенных мест, на границе санитарно-защитной зоны (СЗЗ) и ближайшего жилья.

Математическое моделирование рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере и расчеты величин приземных концентраций выполнены по программному комплексу «Эра-Воздух» (версия 2.5, разработчик фирма «Логос-Плюс», г. Новосибирск), согласованному с ГГО им. А.И. Воейкова и рекомендованному Министерством охраны окружающей среды РК к применению в Республике Казахстан.

В ПК «Эра-Воздух» реализована «Методика расчета концентраций вредных веществ в атмосферном воздухе от выбросов предприятий», Приложение № 12 к приказу Министра окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221–ө (ОНД-86).

Степень опасности загрязнения атмосферного воздуха характеризуется максимальными значениями концентраций, соответствующих наиболее неблагоприятным условиям для рассеивания загрязняющих веществ (наихудшие метеорологические условия и максимально возможные выбросы).

Значение коэффициента А, зависящего от стратификации атмосферы и соответствующее неблагоприятным метеорологическим условиям, принят в расчетах равным 200 (для Казахстана).

Так как район работ характеризуется относительно ровной местностью с перепадами высот, не превышающими 50 м на 1 км, то поправка на рельеф к значениям концентраций вредных веществ не вводилась (коэффициент рельефа = 1).

Климатические характеристики, использованные в расчетах, приняты по данным метеостанции Аксай (письмо РГП «Казгидромет» № 13-09/792 от 13.03.2019 г.) и представлены в таблице 4.2.5.1.

Таблица 4.2.5.1 Метеорологические характеристики и коэффициенты, определяющие условия рассеивания

№ п/п	Наименование характеристик	Величина по МС
		Аксай
1	Коэффициент, зависящий от стратификации атмосферы, А	200,0
2	Коэффициент рельефа местности	1,0
3	Средняя максимальная температура наружного воздуха наиболее жаркого месяца года, Т °С	31,8
4	Средняя минимальная температура наружного воздуха наиболее холодного месяца, Т °С	-12,3
5	*Среднегодовая роза ветров:*	
	С	10
	СВ	11
	В	15
	ЮВ	16
	Ю	15
	ЮЗ	10
	З	10
	СЗ	13
	Штиль	13
6	Скорость ветра (U*) по средним многолетним данным, повторяемость превышения которой составляет 5%, м/с	9

В качестве критерия для оценки уровня загрязнения атмосферного воздуха, до утверждения экологических нормативов качества (ЭНК), применялись значения максимально разовых предельно допустимых концентраций веществ в атмосферном воздухе для населенных мест ($ПДК_{мр}$) и ориентировочно безопасных уровней воздействия (ОБУВ). Значения ПДК и ОБУВ приняты на основании утвержденных «Гигиенических нормативов к атмосферному воздуху в городских и сельских населенных пунктах» (утверждены приказом МНЭ РК № 168 от 28 февраля 2015 года).

Расчеты рассеивания выполнены по всем ингредиентам и группам суммаций, присутствующим в выбросах источников загрязнения атмосферы, с учетом неодновременности работы оборудования.

Концентрации загрязняющих веществ в атмосфере определены при наихудших для рассеивания выбросов метеорологических условиях и максимально возможных выбросах от оборудования.

В связи с отсутствием необходимых накопленных данных для выдачи справки о фоновых концентрациях ЗВ в атмосферном воздухе ($С_ф$) в районе расположения КНГКМ (письмо Филиала РГП Казгидромет по ЗКО № 25-1-7-1/372 от 28.03.2018 г. и №25-6-1/770 от 27.05.2019 г. см. в Книге 2, Приложение 23) фоновые концентрации приняты по таблице 9.15 РД 52.04.186-89 «Руководство по контролю загрязнения атмосферы в соответствии с рекомендациями Министерства окружающей среды РК (ответ в блоге МООС РК от 02.07.2013 г. на вопрос № 207914 от 19.06.2013 г. (e.gov.kz)). В таблице 9.15 РД 52.04.186-89 указаны ориентировочные значения фона для городов с разной численностью населения.

Для расчётов рассеивания приняты значения фоновых концентраций для городов с численностью населения 50-10 тыс. жителей (по наиболее крупному ближайшему населенному пункту – г. Аксай с численностью населения 38 тыс. жителей):

Код загрязняющего вещества	Наименование вещества	Фоновая концентрация, мг/м³ / доли ПДК
0301	Азота диоксид	0,008/ 0,04
0330	Сера диоксид	0,02/ 0,04
0337	Окись углерода	0,4/ 0,08
2902	Взвешенные вещества	0,2/ 0,4

Расчеты приземных концентраций ЗВ выполнены в узлах расчетной сетки расчетного прямоугольника, на границе расчетной санитарно-защитной зоны и ближайших населенных пунктов: Приуральное, Жарсуат, Димитрово, Карашыганак, Жанаталап, Каракемир, Успенка, г. Аксай.

Размеры расчетной СЗЗ КНГКМ согласованы санитарно-эпидемиологической экспертизой Департамента ЗПП ЗКО КЗПП МНЭ РК (санитарно-эпидемиологическое заключение №223 от 18.05.2015 г.).

Ситуационная карта-схема района размещения объектов Карачаганакского нефтегазоконденсатного месторождения представлена на рис. 4.2.5.1.

Расчет выполнен на перспективу 2025 г. при реализации Подварианта 2б для бурения, т.к. в этом случае будет больше всего одновременно работающих д/генераторов, более длительное время, чем при проведении КРС или перевода скв. 9835. Участок, отведенный под строительство нагнетательной скважины РП-9, будет расположен на площадке существующего Полигона № 2 (Полигона закачки промстоков) в границах согласованной расчетной СЗЗ КНГКМ.

Расчетный прямоугольник, охватывающий все производственные площадки КНГКМ, в т.ч. в промышленной зоне г. Аксай, и все близлежащие населенные пункты, принят со следующими размерами: ширина – 50000 м, высота – 43000 м, шаг сетки – 1000 м.

Для анализа расчетных приземных концентраций ЗВ принято 16 контрольных точек: 8 точек на границе расчетной СЗЗ (С, СЗ, З, ЮЗ, Ю, ЮВ, В, СВ) и 8 точек на границах ближайших населенных пунктов (п. Приуральное, Жарсуат, Димитрово, Карашиганак, Жанаталап, Каракемер, Успенка, г. Аксай).

Координаты контрольных точек представлены таблице 4.2.5.2.

Таблица 4.2.5.2 Координаты контрольных точек

Номера точек	Месторасположение контрольной точки	Координаты	
		X	У
	На границе СЗЗ		
1	Север СЗЗ	58429	102878
2	Северо-Запад СЗЗ	50176	100419
3	Запад СЗЗ	42129	97361
4	Юго-Запад СЗЗ	42964	84870
5	Юг СЗЗ	59549	76768
6	Юго-Восток СЗЗ	72325	78596
7	Восток СЗЗ	75193	86204
8	Северо-Восток СЗЗ	72355	96198
	На границе жилой зоны:		
9	п. Приуральное	47154	106325
10	п. Жарсуат	59225	107263
11	п. Димитрово	62548	107250
12	п. Карачаганак	66082	104737
13	п. Жанаталап	74670	97737
14	п. Каракемир	79650	89654
15	п. Успенка	81405	86100
16	г. Аксай	42680	74242

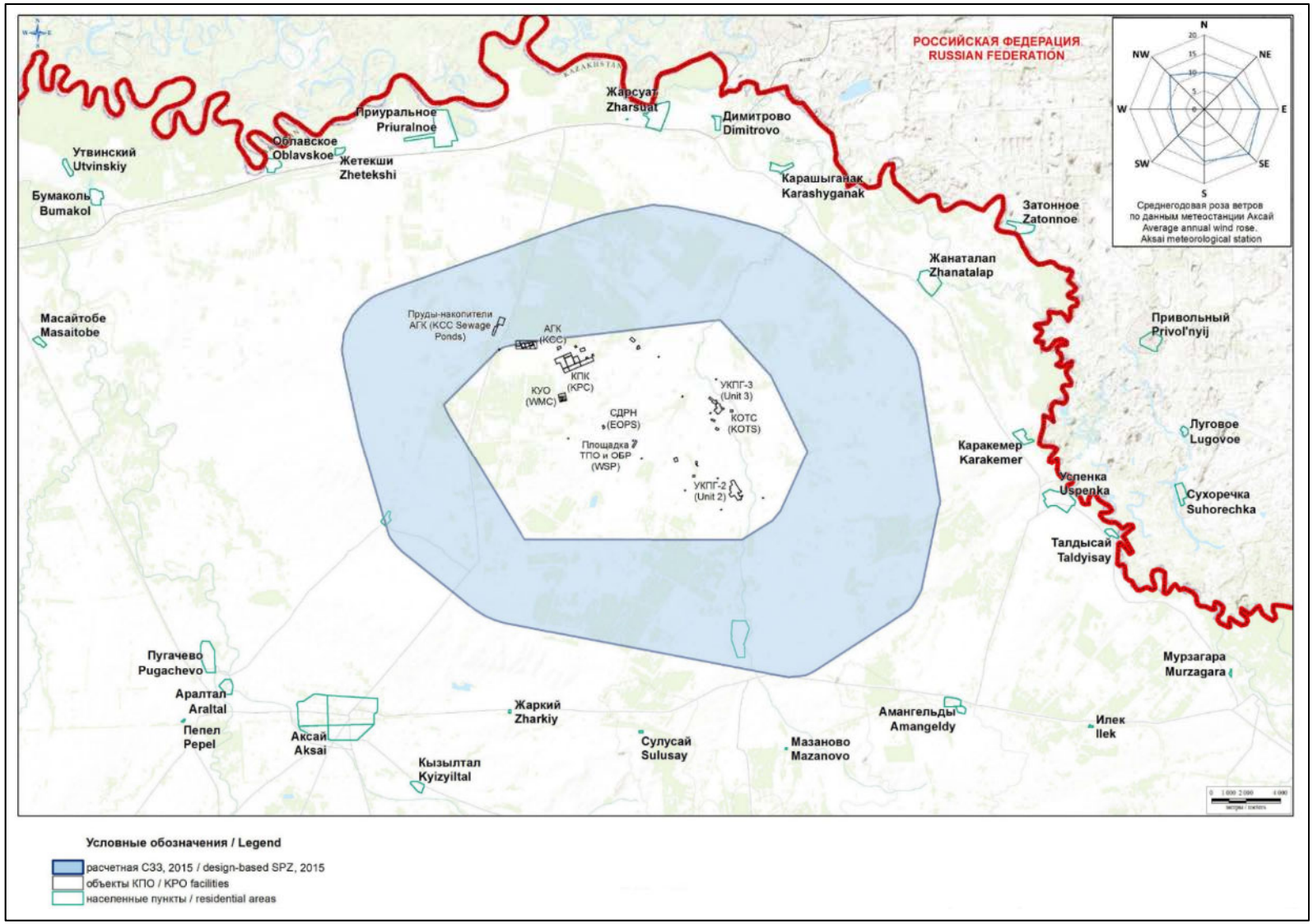


Рисунок 4.2.5.1. Ситуационный план размещения объектов Карачаганакского нефтегазоконденсатного месторождения

Учитывая стадию разработки проекта (Предварительная оценка воздействия планируемых работ по Дополнению №3) были рассмотрены подобные расчеты, проведенные для Полигона №1 при бурении скв. РП-12 аналогичной буровой установкой при разработке ОВОС по Дополнению №2.

Для проверки достаточности размера СЗЗ КНГКМ с учетом выбросов источников ЗВ площадки строительства скважины РП-9 и определения вклада этих источников ЗВ в загрязнение атмосферы были приняты во внимание два варианта расчетов по скв. РП-12 и проведен 1 расчет по скв. РП-9:

- *Вариант 1* – учтены выбросы источников ЗВ площадки строительства скв. РП-12 и существующих производственных объектов КНГКМ, включая технологически неизбежное сжигание газа на факелах технологических установок и факелах скважин. Для определения максимальных концентраций расчет проведен с учетом фоновых концентраций ($С_м = С_м^0 + С_ф$).
- *Вариант 2* – учтены выбросы источников ЗВ площадки строительства скв. РП-12. Расчет проведен без учета фона для определения вклада площадки строительства скважины РП-12 в загрязнение атмосферы
- *Вариант 3* – учтены выбросы источников ЗВ площадки строительства скв. РП-9. Расчет проведен с учетом фона для определения вклада площадки строительства скважины РП-9 в загрязнение атмосферы.

Все расчёты приземных концентраций ЗВ выполнены на теплый период из условия максимально возможного количества одновременно работающих источников загрязнения атмосферы с максимально возможными секундными выбросами, оказывающими наибольшее воздействие на уровень загрязнения атмосферы.

Исходные данные и результаты расчетов рассеивания выбросов ЗВ в полном объеме представлены в Книге 2, Приложение 23.

Анализ результатов расчета рассеивания

Анализ результатов расчетов рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере показывает, что превышение предельно допустимых концентраций на границах ближайших жилых зон и СЗЗ КНГКМ ни по одному из веществ не наблюдается. Выбросы ЗВ в период строительства скважин РП-12 и РП-9 не создадут на границах ближайшего жилья и СЗЗ КНГКМ приземные концентрации, превышающие 1 $ПДК_{мр}$, установленные для населенных мест.

Влияние всех выбросов ЗВ от временных источников строительства скважин РП-12 и РП-9 носит локальный характер и практически ограничиваются площадками Полигонов №1 и №2.

Вариант 1. Расчет приземных концентраций с учётом источников выбросов ЗВ площадки строительства скважины РП-12 и существующих источников ЗВ производственных объектов КНГКМ.

Наибольшие приземные концентрации наблюдаются по серы диоксиду, суммации диоксидов азота и серы и составляют на границах ближайшего жилья и СЗЗ следующие величины:

- *по серы диоксиду* – на границе ближайшей жилой зоны (п. Карачаганак) $С_м$=0,545 ПДК ($С_м^0$= 0,537 ПДК), на границе СЗЗ - $С_м$= 0,755 ПДК ($С_м^0$= 0,746 ПДК);
- *по суммации диоксидов серы и азота* – на границе ближайшей жилой зоны (п. Карачаганак) $С_м$ = 0,631 ПДК ($С_м^0$ = 0,615 ПДК), на границе СЗЗ - $С_м$ = 0,866 ПДК ($С_м^0$ = 0,850 ПДК).

Наибольший вклад в значение приземных концентраций серы диоксида и суммации диоксидов серы и азота на границах ближайшей жилой зоны и СЗЗ вносят существующие источники КНГКМ (факела техустановок УКПГ-2, УКПГ-3, КОТС, СССФ, выхлопные трубы газовых компрессоров УКПГ-3). Доля вклада временных источников выбросов ЗВ площадки строительства скважины РП-12 в значения приземных концентраций – менее 10%.

Вариант 2. Расчет приземных концентраций ЗВ от выбросов источников площадки строительства скважины РП-12 (вклад источников в загрязнение атмосферы).

Наибольшие приземные концентрации наблюдаются по азоту диоксиду, суммации диоксидов азота и серы и составляют на границах ближайшего жилья и СЗЗ следующие величины:

- *по азота диоксиду* – на границе ближайшей жилой зоны (п. Жанаталап) $С_{мРП12}^{0}$= 0,018 ПДК, на границе СЗЗ - $С_{мРП12}^{0}$=0,024 ПДК;
- *по суммации диоксидов серы и азота* – на границе ближайшей жилой зоны (п. Жанаталап) $С_{мРП12}^{0}$ = 0,020 ПДК, на границе СЗЗ - $С_{мРП12}^{0}$ = 0,027 ПДК.

Вариант 3. Расчет приземных концентраций ЗВ от выбросов источников площадки строительства скважины РП-9 (вклад источников в загрязнение атмосферы с учетом фона).

Наибольшие приземные концентрации наблюдаются по азоту диоксиду, суммации диоксидов азота и серы и составляют на границах ближайшего жилья и СЗЗ следующие величины:

- *по азота диоксиду* – на границе ближайшей жилой зоны (г. Аксай) $С_{мРП9}^{0}$= 0,0859 ПДК, на границе СЗЗ - $С_{мРП9}^{0}$=0,1526 ПДК;
- *по суммации диоксидов серы и азота* – на границе ближайшей жилой зоны (г. Аксай) $С_{мРП9}^{0}$ = 0,1287 ПДК, на границе СЗЗ - $С_{мРП9}^{0}$ = 0,2 ПДК.

По остальным загрязняющим веществам значения приземных концентраций – значительно ниже $ПДК_{мр}$, установленных для населенных мест.

Таким образом, проведенные расчеты показывают, что строительство скважины РП-12, которое будет носить временный характер, не окажет заметного воздействия на качество атмосферного воздуха ближайших жилых зон.

Основной вклад в значения приземных концентраций азота диоксида и суммации диоксидов серы и азота на границах ближайшей жилой зоны и СЗЗ вносят выбросы выхлопных труб дизельных двигателей буровой установки и ДВС спецтехники (передвижные источники).

При этом зоны загрязнения (расстояние от источников выбросов до значения 1,0 $ПДК_{мр.}$) от выбросов азота диоксида и суммации диоксидов серы и азота площадки строительства скважины РП-12 составят 1200 м и 1300 м соответственно.

При этом зоны загрязнения (расстояние от источников выбросов до значения 1,0 $ПДК_{мр.}$) от выбросов азота диоксида и суммации диоксидов серы и азота площадки строительства скважины РП-9 составят 2100 м и 2200 м соответственно.

Приземные концентрации ЗВ на границе жилой зоны и СЗЗ, а также источники, дающие максимальные вклады, по вариантам расчетов представлены в таблицах 4.2.5.3-4.2.5.5.

Результаты расчёта рассеивания в точках контроля на границе СЗЗ и на границах ближайших населенных пунктов с указанием максимальных концентраций на границе СЗЗ и жилой зоны по вариантам расчетов представлены на рисунках 4.2.5.2-4.2.5.7 и рисунках Книги 2, Приложение 23.

Таблица 4.2.5.3 Перечень источников, дающих наибольшие вклады в уровень загрязнения атмосферы. Вариант 1

Код вещества/ группы суммации	Наименование вещества	Расчетная максимальная приземная концентрация (общая и без учета фона) доля ПДК / мг/м^3		Координаты точек с максимальной приземной конц.		Источники, дающие наибольший вклад в макс. концентрацию			Принадлежность источника (производство, цех, участок)
		в жилой зоне	на границе санитарно-защитной зоны	в жилой зоне X/Y	на границе СЗЗ X/Y	N ист.	% вклада		
							ЖЗ	СЗЗ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Вариант 1									
З а г р я з н я ю щ и е в е щ е с т в а :									
0301	Азота диоксид	0.08732(0.078868)/ 0.01746(0.01577) вклад предпр.=90.3%	0.11451(0.10651)/ 0.0229(0.0213001) вклад предпр.= 93%	66070 /104797	63909 /101892	0015	11.1	11.3	УКПГ-3. Газовый двигатель компрессора
						0014	11.1	11.3	УКПГ-3. Газовый двигатель компрессора
						0702	6.9	7	КОТС. ВФУ
						0435	4.4	4.3	УКПГ-2. ФВД
						1901	3.9	3.8	Бурение скв. РП-12. Дизель буровой установки
						1903	3.9	3.8	Бурение скв. РП-12. Дизель буровой установки
						1904	3.9	3.8	Бурение скв. РП-12. Дизель буровой установки
						0385	3.8	4	УКПГ-3. ФСД
						0005	3.8	3.8	УКПГ-3. ФВД
						6901	3.7	3.5	Бурение скв. РП-12. ДВС спецтехники (передвижные источники)
						0704	3	3.3	КОТС. ГФУ
						0001	3	3	УКПГ-3. Печь ДЭГ
						0002	3	3	УКПГ-3. Печь ДЭГ
						0003	3	3	УКПГ-3. Печь ДЭГ
						0007	3		УКПГ-3. Печь ДЭГ
						0006		3.3	УКПГ-3. ФНД
0328	Сажа	0.07649/0.01147	0.17637/0.02646	66163 /104735	67253 /100442	0919	38.3	57	Система сбора скважинного флюида. ГФУ скважины
						0704	12	10.2	КОТС. ГФУ

Код вещества/ группы суммации	Наименование вещества	Расчетная максимальная приземная концентрация (общая и без учета фона) доля ПДК / мг/м^3		Координаты точек с максимальной приземной конц.		Источники, дающие наибольший вклад в макс. концентрацию			Принадлежность источника (производство, цех, участок)
		в жилой зоне	на границе санитарно-защитной зоны	в жилой зоне X/Y	на границе СЗЗ X/Y	N ист.	% вклада		
							ЖЗ	СЗЗ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Вариант 1									
						0925	11.4	6.4	Система сбора скважинного флюида. ГФУ скважины
						0702	8.7	7.4	КОТС. ВФУ
						0435	8.5	2.9	УКПГ-2. ФВД
						0823	6.6	5.2	Система сбора скважинного флюида. ГФУ скважины
						0005	4.7	3.6	УКПГ-3. ФВД
						0385	3.9	3.5	УКПГ-3. ФСД
						0434	2.4		УКПГ-2. ФОЗ
0330	Сера диоксид	0.54455(0.53655)/ 0.27227(0.2682701) вклад предпр.=98.5%	0.75395(0.74595)/ 0.37698(0.3729799) вклад предпр.=98.9%	66163 /104735	65359 /101451	0702	20.3	20.2	КОТС. ВФУ
						0385	18.1	17.4	УКПГ-3. ФСД
						0435	13.2	11.8	УКПГ-2. ФВД
						0005	10.8	9.9	УКПГ-3. ФВД
						0704	9	11.3	КОТС. ГФУ
						0006	8.2	8.4	УКПГ-3. ФНД
						0434	7.5	7.6	УКПГ-2. ФОЗ
						0919	6.2	6.5	Система сбора скважинного флюида. ГФУ скважины
						0446	3.3	3.4	УКПГ-2. ФНД
0337	Углерод оксид	0.08744(0.012397)/ 0.43718(0.0619822) вклад предпр.=14.2%	0.09015(0.016919)/ 0.45077(0.0845988) вклад предпр.=18.8%	66163 /104735	66674 /100821	0702	14.6	15.4	КОТС. ВФУ
						0435	9.6	6	УКПГ-2. ФВД
						6901	8.9	8.6	Бурение скв. РП-12. ДВС спецтехники (ПТ)
						0385	8	8.2	УКПГ-3. ФСД
						0005	7.9	7.6	УКПГ-3. ФВД
						0919	6.6	10.3	Система сбора скважинного флюида. ГФУ скважины
						0704	6.5	8.7	КОТС. ГФУ

Код вещества/ группы суммации	Наименование вещества	Расчетная максимальная приземная концентрация (общая и без учета фона) доля ПДК / мг/м^3		Координаты точек с максимальной приземной конц.		Источники, дающие наибольший вклад в макс. концентрацию			Принадлежность источника (производство, цех, участок)
		в жилой зоне	на границе санитарно-защитной зоны	в жилой зоне X/Y	на границе СЗЗ X/Y	N ист.	% вклада		
							ЖЗ	СЗЗ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Вариант 1									
						0015	6.2	5.9	УКПГ-3. Газовый двигатель компрессора
						0014	6.2	5.9	УКПГ-3. Газовый двигатель компрессора
						0006	6	6.6	УКПГ-3. ФНД
						0434	5.5	4.2	УКПГ-2. ФОЗ
						0446	2.5	1.8	УКПГ-2. ФНД
						0925	2	2	Система сбора скважинного флюида. ГФУ скважины
						0080	0.8		УКПГ-2. Газовая турбина ОЗ
						0079	0.8		УКПГ-2. Газовая турбина ОЗ
						1901		0.8	Бурение скв. РП-12. Дизель буровой установки
						1903		0.8	Бурение скв РП-12. Дизель буровой установки
Группы веществ, обладающих эффектом комбинированного вредного действия									
30 0330 0333	Сера диоксид Сероводород	0.57406(0.56606) вклад предпр.=98.6%	0.79515(0.78715) вклад предпр.= 99%	66163 /104735	65359 /101451	0702	20.3	20.2	КОТС. ВФУ
						0385	18.1	17.4	УКПГ-3. ФСД
						0435	13.2	11.8	УКПГ-2. ФВД
						0005	10.8	9.8	УКПГ-3. ФВД
						0704	9	11.3	КОТС. ГФУ
						0006	8.2	8.4	УКПГ-3. ФНД
						0434	7.5	7.5	УКПГ-2. ФОЗ
						0919	6.1	6.5	Система сбора скважинного флюида. ГФУ скважины
						0446	3.3	3.4	УКПГ-2. ФНД
31 0301 0330	Азота диоксид Сера диоксид	0.63127(0.61527) вклад предпр.=97.5%	0.86576(0.84976) вклад предпр.=98.2%	66163 /104735	65359 /101451	0702	18.6	18.7	КОТС. ВФУ
						0385	16.3	15.8	УКПГ-3. ФСД
						0435	12.1	10.9	УКПГ-2. ФВД

Код вещества/ группы суммации	Наименование вещества	Расчетная максимальная приземная концентрация (общая и без учета фона) доля ПДК / мг/м^3		Координаты точек с максимальной приземной конц.		Источники, дающие наибольший вклад в макс. концентрацию			Принадлежность источника (производство, цех, участок)
		в жилой зоне	на границе санитарно-защитной зоны	в жилой зоне X/Y	на границе СЗЗ X/Y	N ист.	% вклада		
							ЖЗ	СЗЗ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Вариант 1									
						0005	9.9	9.1	УКПГ-3. ФВД
						0704	8.3	10.4	КОТС. ГФУ
						0006	7.5	7.7	УКПГ-3. ФНД
						0434	6.9	7	УКПГ-2. ФОЗ
						0919	5.8	6.1	Система сбора скважинного флюида. ГФУ скважины
						0446	3.1	3.2	УКПГ-2. ФНД
						0925	2	2.3	Система сбора скважинного флюида. ГФУ скважины
						0015	1.4	1.3	УКПГ-3. Газовый двигатель компрессора
						0014	1.4	1.3	УКПГ-3. Газовый двигатель компрессора
						6901	0.6	0.6	Бурение скв РП-12. ДВС спецтехники (передвижные источники)
						1901	0.5		Бурение скв РП-12. Дизель буровой установки
						1903	0.5		Бурение скв РП-12. Дизель буровой установки
						0823		0.6	Система сбора скважинного флюида. ГФУ скважины
						1904		0.5	Бурение скв РП-12. Дизель буровой установки
35 0330 0342	Сера диоксид Фтористый водород	0.54457(0.53657) вклад предпр.=98.5%	0.75399(0.74599) вклад предпр.=98.9%	66163 /104735	65359 /101451	0702	20.3	20.2	КОТС. ВФУ
						0385	18.1	17.4	УКПГ-3. ФСД
						0435	13.2	11.8	УКПГ-2. ФВД
						0005	10.8	9.9	УКПГ-3. ФВД
						0704	9	11.3	КОТС. ГФУ

Код вещества/ группы суммации	Наименование вещества	Расчетная максимальная приземная концентрация (общая и без учета фона) доля ПДК / мг/м^3		Координаты точек с максимальной приземной конц.		Источники, дающие наибольший вклад в макс. концентрацию			Принадлежность источника (производство, цех, участок)
		в жилой зоне	на границе санитарно-защитной зоны	в жилой зоне X/Y	на границе СЗЗ X/Y	N ист.	% вклада		
							ЖЗ	СЗЗ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Вариант 1									
						0006	8.2	8.4	УКПГ-3. ФНД
						0434	7.5	7.6	УКПГ-2. ФОЗ
						0919	6.2	6.5	Система сбора скважинного флюида. ГФУ скважины
						0446	3.3	3.4	УКПГ-2. ФНД

Таблица 4.2.5.4 Перечень источников, дающих наибольшие вклады в уровень загрязнения атмосферы. Вариант 2

Код вещества/ группы суммации	Наименование вещества	Расчетная максимальная приземная концентрация (общая и без учета фона) доля ПДК / мг/м^3		Координаты точек с максимальной приземной конц.		Источники, дающие наибольший вклад в макс. концентрацию			Принадлежность источника (производство, цех, участок)
		в жилой зоне	на границе санитарно-защитной зоны	в жилой зоне X/Y	на границе СЗЗ X/Y	N ист.	% вклада		
							ЖЗ	СЗЗ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Вариант 2									
З а г р я з н я ю щ и е в е щ е с т в а :									
0123	Железо (II, III) оксиды	0.00003/0.00001	0.00005/0.00002	74410 /98193	70764 /97609	6904	100	100	Сварочные работы
0126	Калий хлорид (301)	0.00005/0.00001	0.00008/0.00002	74410 /98193	70571 /97780	6908	100	100	Участок приготовления бурового раствора
0128	Негашеная известь	0.00005/0.00001	0.00008/0.00002	74410 /98193	70571 /97780	6908	100	100	Участок приготовления бурового раствора
0143	Марганец	0.00002/2.3939e-7	0.00004/4.1379e-7	74410 /98193	70764 /97609	6904	100	100	Сварочные работы
0150	Натр едкий	0.00136/0.00001	0.00235/0.00002	74410 /98193	70571 /97780	6908	100	100	Участок приготовления бурового раствора
0155	Сода кальцинированная, Натрий карбонат	0.00027/0.00004	0.00047/0.00007	74410 /98193	70571 /97780	6908	100	100	Участок приготовления бурового раствора
0301	Азота диоксид	0.01808/0.00362	0.02453/0.00491	74658 /97914	70571 /97780	1904	19.9	19.8	Дизель буровой установки
						1903	19.9	19.8	Дизель буровой установки
						1901	19.9	19.8	Дизель буровой установки
						6901	17.8	17.4	ДВС спецтехники (ПТ)
						1905	13.6	13.9	ДЭС для электроснабжения
						1906	8.1	8.4	ДЭС (городок)
0304	Азота оксид	0.00146/0.00058	0.00198/0.00079	74658 /97914	70571 /97780	1904	20.1	20	Дизель буровой установки
						1903	20	20	Дизель буровой установки
						1901	20	20	Дизель буровой установки
						6901	18	17.6	ДВС спецтехники (передвижные источники)
						1905	13.7	14	ДЭС для электроснабжения
						1906	8.2	8.4	ДЭС (городок)

Код вещества/ группы суммации	Наименование вещества	Расчетная максимальная приземная концентрация (общая и без учета фона) доля ПДК / мг/м^3		Координаты точек с максимальной приземной конц.		Источники, дающие наибольший вклад в макс. концентрацию			Принадлежность источника (производство, цех, участок)
		в жилой зоне	на границе санитарно-защитной зоны	в жилой зоне X/Y	на границе СЗЗ X/Y	N ист.	% вклада		
							ЖЗ	СЗЗ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Вариант 2									
0316	Водород хлорид	0.00003/5.839e-6	0.00005/0.00001	74410 /98193	70571 /97780	6912	100	100	Кислотная обработка пластов
0328	Сажа	0.00076/0.00011	0.00126/0.00019	74410 /98193	70571 /97780	6901	55.5	57.8	ДВС спецтехники (передвижные источники)
						1904	11.7	10.8	Дизель буровой установки
						1903	11.7	10.8	Дизель буровой установки
						1901	11.7	10.8	Дизель буровой установки
						1905	6.3	6.6	ДЭС для электроснабжения
0330	Сера диоксид	0.00197/0.00099	0.00266/0.00133	74658 /97914	70571 /97780	6901	40.9	40.3	ДВС спецтехники (ПТ)
						1904	15.2	15.2	Дизель буровой установки
						1903	15.2	15.2	Дизель буровой установки
						1901	15.2	15.2	Дизель буровой установки
						1905	7.8	8	ДЭС для электроснабжения
						1906	4.6	4.8	ДЭС (городок)
0333	Сероводород	0.00002/1.8264e-7	0.00004/2.8633e-7	74410 /98193	70571 /97780	1910	39	32.6	Емкости хранения бурового шлама
						6907	30.8	34.1	Неплотности оборудования склада ГСМ
						6906	30.3	33.3	Заправка спецтехники
0337	Углерод оксид	0.0017/0.00852	0.00228/0.0114	74658 /97914	70571 /97780	6901	72	71.4	ДВС спецтехники (ПТ)
						1904	6.6	6.7	Дизель буровой установки
						1903	6.6	6.7	Дизель буровой установки
						1901	6.6	6.7	Дизель буровой установки
						1905	4.6	4.8	ДЭС для электроснабжения
0342	Фтористый водород	0.00002/4.7794e-7	0.00004/8.2614e-7	74410 /98193	70764 /97609	6904	100	100	Сварочные работы

Код вещества/ группы суммации	Наименование вещества	Расчетная максимальная приземная концентрация (общая и без учета фона) доля ПДК / мг/м^3		Координаты точек с максимальной приземной конц.		Источники, дающие наибольший вклад в макс. концентрацию			Принадлежность источника (производство, цех, участок)
		в жилой зоне	на границе санитарно-защитной зоны	в жилой зоне X/Y	на границе СЗЗ X/Y	N ист.	% вклада		
							ЖЗ	СЗЗ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Вариант 2									
0344	Фториды неорганические плохо растворимые	4.0379e-7/8.0758e-8	6.9797e-7/1.3959e-7	74410 /98193	70764 /97609	6904	100	100	Сварочные работы
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5	0.038688/1.9344	0.038688/1.9344	*/*	*/*	6909	85.8	85.8	Блок бурового раствора
						6910	14.2	14.2	Емкости хранения бурового шлама
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10	0.023847/0.71541	0.023847/0.71541	*/*	*/*	6909	85.8	85.8	Блок бурового раствора
						6910	14.2	14.2	Емкости хранения бурового шлама
0602	Бензол	0.030954/0.0092862	0.030954/0.0092862	*/*	*/*	6909	84.6	84.6	Блок бурового раствора
						6910	15.4	15.4	Емкости хранения бурового шлама
0616	Ксилол	0.00041/0.00008	0.00072/0.00014	74410 /98193	70764 /97609	6905	99.7	99.7	Покрасочные работы при СМР
0621	Толуол	0.009524/0.0057144	0.009524/0.0057144	*/*	*/*	6909	87.5	87.5	Блок бурового раствора
						6910	12.5	12.5	Емкости хранения бурового шлама
0703	Бенз/а/пирен	0.0002/2.0353e-9	0.00031/3.1004e-9	74410 /98193	70571 /97780	1904	29.4	29	Дизель буровой установки
						1903	29.4	29	Дизель буровой установки
						1901	29.3	29	Дизель буровой установки
						1905	9.9	10.7	ДЭС для электроснабжения
1042	Бутиловый спирт	0.00001/1.2848e-6	0.00002/2.2188e-6	74410 /98193	70764 /97609	6905	100	100	Покрасочные работы при СМР
1325	Формальдегид	0.0009/0.00004	0.00121/0.00006	74658 /97914	70571 /97780	1904	24.3	23.8	Дизель буровой установки
						1903	24.3	23.8	Дизель буровой установки
						1901	24.2	23.8	Дизель буровой установки
						1905	18.1	17.8	ДЭС для электроснабжения

Код вещества/ группы суммации	Наименование вещества	Расчетная максимальная приземная концентрация (общая и без учета фона) доля ПДК / мг/м^3		Координаты точек с максимальной приземной конц.		Источники, дающие наибольший вклад в макс. концентрацию			Принадлежность источника (производство, цех, участок)
		в жилой зоне	на границе санитарно-защитной зоны	в жилой зоне X/Y	на границе СЗЗ X/Y	N ист.	% вклада		
							ЖЗ	СЗЗ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Вариант 2									
						1906	9.1	10.8	ДЭС (городок)
2704	Бензин нефтяной	0.0002/0.00102	0.00027/0.00136	74658 /97914	70571 /97780	6901	100	100	ДВС спецтехники (ПТ)
2735	Масло минеральное нефтяное	0.00081/0.00004	0.00141/0.00007	74410 /98193	70571 /97780	6909	63.5	63.5	Блок бурового раствора
						6907	29.8	29.9	Неплотности оборудования склада ГСМ
						6906	4.6	4.6	Заправка спецтехники
2752	Уайт-спирит	0.00037/0.00037	0.00063/0.00063	74410 /98193	70764 /97609	6905	100	100	Покрасочные работы при СМР
2754	Углеводороды предельные С12-С19	0.00173/0.00173	0.00234/0.00234	74658 /97914	70571 /97780	6901	34.9	34.3	ДВС спецтехники (ПТ)
						1904	14.8	14.8	Дизель буровой установки
						1903	14.8	14.8	Дизель буровой установки
						1901	14.8	14.8	Дизель буровой установки
						1905	10.7	11	ДЭС для электроснабжения
						1906	6.4	6.6	ДЭС (городок)
2908	Пыль неорганическая: 70-20% SiO2	0.00044/0.00013	0.00076/0.00023	74410 /98193	70571 /97780	6903	51.1	51.1	Перемещение щебня, цемента, песка при СМР
						6902	37.3	37.2	Перемещение грунта
						6911	11.6	11.7	Участок приготовления цементного раствора
2909	Пыль неорганическая, сод SiO2 менее 20%	0.00003/0.00001	0.00005/0.00002	74410 /98193	70571 /97780	6908	100	100	Участок приготовления бурового раствора
Группы веществ, обладающих эффектом комбинированного вредного действия									
30 0330	Сера диоксид	0.00199	0.00268	74658 /97914	70571 /97780	6901	40.5	39.9	ДВС спецтехники (ПТ)
0333	Сероводород					1904	15	15.1	Дизель буровой установки
						1903	15	15.1	Дизель буровой установки
						1901	15	15.1	Дизель буровой установки

Код вещества/ группы суммации	Наименование вещества	Расчетная максимальная приземная концентрация (общая и без учета фона) доля ПДК / мг/м^3		Координаты точек с максимальной приземной конц.		Источники, дающие наибольший вклад в макс. концентрацию			Принадлежность источника (производство, цех, участок)
		в жилой зоне	на границе санитарно-защитной зоны	в жилой зоне X/Y	на границе СЗЗ X/Y	N ист.	% вклада		
							ЖЗ	СЗЗ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Вариант 2									
						1905	7.7	7.9	ДЭС для электроснабжения
						1906	4.6	4.8	ДЭС (городок)
31 0301	Азота диоксид	0.02005	0.0272	74658 /97914	70571 /97780	6901	20.1	19.7	ДВС спецтехники (ПТ)
0330	Сера диоксид					1904	19.4	19.4	Дизель буровой установки
						1903	19.4	19.3	Дизель буровой установки
						1901	19.4	19.3	Дизель буровой установки
						1905	13	13.3	ДЭС для электроснабжения
						1906	7.8	8	ДЭС (городок)
35 0330	Сера диоксид	0.00199	0.00268	74658 /97914	70571 /97780	6901	40.6	39.9	ДВС спецтехники (ПТ)
0342	Фтористый водород					1904	15	15.1	Дизель буровой установки
						1903	15	15.1	Дизель буровой установки
						1901	15	15.1	Дизель буровой установки
						1905	7.7	8	ДЭС для электроснабжения
						1906	4.6	4.8	ДЭС (городок)
39 0333	Сероводород	0.00092	0.00124	74658 /97914	70571 /97780	1904	23.8	23.4	Дизель буровой установки
1325	Формальдегид					1903	23.8	23.3	Дизель буровой установки
						1901	23.8	23.3	Дизель буровой установки
						1905	17.7	17.4	ДЭС для электроснабжения
						1906	9.1	10.5	ДЭС (городок)
71 0342	Фтористый водород	0.00002	0.00004	74410 /98193	70764 /97609	6904	100	100	Сварочные работы
0344	Фториды неорганические плохо растворимые								

Примечание: *X/Y=* * - Расчеты не проводились. Расчетная концентрация принята на уровне максимально возможной (теоретически)*

Таблица 4.2.5.5 Перечень источников, дающих наибольшие вклады в уровень загрязнения атмосферы. Вариант 3

Код вещества/ группы суммации	Наименование вещества	Расчетная максимальная приземная концентрация (общая и без учета фона) доля ПДК / мг/м^3		Координаты точек с максимальной приземной конц.		Источники, дающие наибольший вклад в макс. концентрацию			Принадлежность источника (производство, цех, участок)
		в жилой зоне	на границе СЗЗ	в жилой зоне X/Y	на границе СЗЗ X/Y	N ист.	% вклада		
							ЖЗ	СЗЗ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2025 год. Подвариант 2б.									
З а г р я з н я ю щ и е в е щ е с т в а :									
0301	Азота диоксид	0,08599(0,04599)/ 0,0172(0,0091991) вклад предпр.=53,5%	0,15268(0,11268)/ 0,03054(0,022539) вклад предпр.=73,8%	42866 /74155	46235 /81011	1901	14,7	13,3	Дизель Caterpillar 3512 DITA для привода бур. лебедки OIME SL-2000, 878кВт
						1902	14,7	13,3	Дизель Caterpillar 3512 DITA для привода бур. лебедки OIME SL-2000, 878кВт
						1903	14,7	13,3	Дизель Caterpillar 3512 DITA для привода ротора B-37 1/2", 878кВт
						1904	14,7	13,3	Дизель Caterpillar 3512 DITA для привода,бур.насоса ContinentalEmsco-1600, 878кВт
						1916	11,1	10,3	Дизель установки опрессовки АН-700, 500 кВт
0304	Азота оксид (6)	0,00373/0,00149	0,00907/0,00363	42866 /74155	46235 /81011	1901	14,7	13,4	Дизель Caterpillar 3512 DITA для привода бур. лебедки OIME SL-2000, 878кВт
						1902	14,7	13,4	Дизель Caterpillar 3512 DITA для привода бур. лебедки OIME SL-2000, 878кВт
						1903	14,7	13,4	Дизель Caterpillar 3512 DITA для привода ротора B-37 1/2", 878кВт
						1904	14,7	13,4	Дизель Caterpillar 3512 DITA для привода,бур.насоса ContinentalEmsco-1600, 878кВт
						1916	11,1	10,4	Дизель установки опрессовки АН-700, 500 кВт

Код вещества/ группы суммации	Наименование вещества	Расчетная максимальная приземная концентрация (общая и без учета фона) доля ПДК / мг/м^3		Координаты точек с максимальной приземной конц.		Источники, дающие наибольший вклад в макс. концентрацию			Принадлежность источника (производство, цех, участок)
		в жилой зоне	на границе СЗЗ	в жилой зоне X/Y	на границе СЗЗ X/Y	N ист.	% вклада		
							ЖЗ	СЗЗ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2025 год. Подвариант 2б.									
0328	Сажа (583)	0,00132/0,0002	0,00372/0,00056	42866 /74155	46235 /81011	1901	18,1	17,2	Дизель Caterpillar 3512 DITA для привода бур. лебедки OIME SL-2000, 878кВт
						1902	18,1	17,2	Дизель Caterpillar 3512 DITA для привода бур. лебедки OIME SL-2000, 878кВт
						1903	18,1	17,1	Дизель Caterpillar 3512 DITA для привода ротора B-37 1/2", 878кВт
						1904	18,1	17,1	Дизель Caterpillar 3512 DITA для привода,бур.насоса ContinentalEmsco-1600, 878кВт
						1916	9,3	10	Дизель установки опрессовки АН-700, 500 кВт
0330	Сера диоксид (516)	0,04273(0,00273)/ 0,02137(0,0013653) вклад предпр.= 6,4%	0,04698(0,00698)/ 0,02349(0,00349) вклад предпр.=14,9%	42866 /74155	46235 /81011	1901	13,8	11,9	Дизель Caterpillar 3512 DITA для привода бур. лебедки OIME SL-2000, 878кВт
						1902	13,8	11,9	Дизель Caterpillar 3512 DITA для привода бур. лебедки OIME SL-2000, 878кВт
						1903	13,7	11,9	Дизель Caterpillar 3512 DITA для привода ротора B-37 1/2", 878кВт
						1904	13,7	11,9	Дизель Caterpillar 3512 DITA для привода,бур.насоса ContinentalEmsco-1600, 878кВт
						1916	11,7	10,4	Дизель установки опрессовки АН-700, 500 кВт
0337	Окись углерода (584)	0,08152(0,00152)/ 0,40762(0,0076004) вклад предпр.= 1,9%	0,08379(0,00379)/ 0,41893(0,0189491) вклад предпр.= 4,5%	42866 /74155	46235 /81011	1901	14,8	13,2	Дизель Caterpillar 3512 DITA для привода бур. лебедки OIME SL-2000, 878кВт

Код вещества/ группы суммации	Наименование вещества	Расчетная максимальная приземная концентрация (общая и без учета фона) доля ПДК / мг/м^3		Координаты точек с максимальной приземной конц.		Источники, дающие наибольший вклад в макс. концентрацию			Принадлежность источника (производство, цех, участок)
		в жилой зоне	на границе СЗЗ	в жилой зоне X/Y	на границе СЗЗ X/Y	N ист.	% вклада		
							ЖЗ	СЗЗ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2025 год. Подвариант 2б.									
						1902	14,8	13,2	Дизель Caterpillar 3512 DITA для привода бур. лебедки OIME SL-2000, 878кВт
						1903	14,8	13,2	Дизель Caterpillar 3512 DITA для привода ротора B-37 1/2", 878кВт
						1904	14,8	13,2	Дизель Caterpillar 3512 DITA для привода,бур.насоса ContinentalEmsco-1600, 878кВт
						1916	10,8	9,9	Дизель установки опрессовки АН-700, 500 кВт
0703	3,4-Бензпирен (54)	0,00044/4,427e-9	0,00125/1,2468e-8	42866 /74155	46235 /81011	1901	17,6	16,6	Дизель Caterpillar 3512 DITA для привода бур. лебедки OIME SL-2000, 878кВт
						1902	17,6	16,6	Дизель Caterpillar 3512 DITA для привода бур. лебедки OIME SL-2000, 878кВт
						1903	17,6	16,6	Дизель Caterpillar 3512 DITA для привода ротора B-37 1/2", 878кВт
						1904	17,6	16,6	Дизель Caterpillar 3512 DITA для привода,бур.насоса ContinentalEmsco-1600, 878кВт
						1916	10,1	10,8	Дизель установки опрессовки АН-700, 500 кВт
1325	Формальдегид (609)	0,00306/0,00015	0,0074/0,00037	42866 /74155	46235 /81011	1901	15,4	14	Дизель Caterpillar 3512 DITA для привода бур. лебедки OIME SL-2000, 878кВт
						1902	15,4	14	Дизель Caterpillar 3512 DITA для привода бур. лебедки OIME SL-2000, 878кВт

Код вещества/ группы суммации	Наименование вещества	Расчетная максимальная приземная концентрация (общая и без учета фона) доля ПДК / мг/м^3		Координаты точек с максимальной приземной конц.		Источники, дающие наибольший вклад в макс. концентрацию			Принадлежность источника (производство, цех, участок)
		в жилой зоне	на границе СЗЗ	в жилой зоне X/Y	на границе СЗЗ X/Y	N ист.	% вклада		
							ЖЗ	СЗЗ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2025 год. Подвариант 2б.									
						1903	15,4	14	Дизель Caterpillar 3512 DITA для привода ротора B-37 1/2", 878кВт
						1904	15,3	14	Дизель Caterpillar 3512 DITA для привода,бур.насоса ContinentalEmsco-1600, 878кВт
						1916	10,5	9,8	Дизель установки опрессовки АН-700, 500 кВт
2754	Углеводороды пред. С12-С19 (10)	0,00369/0,00369	0,00901/0,00901	42866 /74155	46235 /81011	1901	15,3	13,8	Дизель Caterpillar 3512 DITA для привода бур. лебедки OIME SL-2000, 878кВт
						1902	15,3	13,8	Дизель Caterpillar 3512 DITA для привода бур. лебедки OIME SL-2000, 878кВт
						1903	15,3	13,8	Дизель Caterpillar 3512 DITA для привода ротора B-37 1/2", 878кВт
						1904	15,3	13,8	Дизель Caterpillar 3512 DITA для привода,бур.насоса ContinentalEmsco-1600, 878кВт
						1916	10,5	9,7	Дизель установки опрессовки АН-700, 500 кВт
2908	Пыль неорг., SiO2 в %: 70-20	0,00025/0,00008	0,0009/0,00027	42866 /74155	46235 /81011	6903	57,1	57,1	Перемещение щебня, цемента, песка при СМР
						6902	29,6	29,7	Перемещение грунта
						6911	13,2	13,2	Участок приготовления цементного раствора

Код вещества/ группы суммации	Наименование вещества	Расчетная максимальная приземная концентрация (общая и без учета фона) доля ПДК / мг/м^3		Координаты точек с максимальной приземной конц.		Источники, дающие наибольший вклад в макс. концентрацию			Принадлежность источника (производство, цех, участок)
		в жилой зоне	на границе СЗЗ	в жилой зоне X/Y	на границе СЗЗ X/Y	N ист.	% вклада		
							ЖЗ	СЗЗ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2025 год. Подвариант 2б.									
Группы веществ, обладающих эффектом комбинированного вредного действия									
31 0301+0330	Азота диоксид+Сера диоксид	0,12872(0,04872) вклад предпр.=37,8%	0,19966(0,11966) вклад предпр.=59,9%	42866 /74155	46235 /81011	1901	14,6	13,2	Дизель Caterpillar 3512 DITA для привода бур. лебедки OIME SL-2000, 878кВт
						1902	14,6	13,2	Дизель Caterpillar 3512 DITA для привода бур. лебедки OIME SL-2000, 878кВт
						1903	14,6	13,2	Дизель Caterpillar 3512 DITA для привода ротора B-37 1/2", 878кВт
						1904	14,6	13,2	Дизель Caterpillar 3512 DITA для привода,бур.насоса ContinentalEmsco-1600, 878кВт
						1916	11,1	10,3	Дизель установки опрессовки АН-700, 500 кВт
П ы л и :									
2902+2908	Взвешенные частицы+Пыль неорг., SiO2 в %: 70-20	0,40015(0,00015) вклад предпр.=0,0%	0,40054(0,00054) вклад предпр.= 0,1%	42866 /74155	46235 /81011	6903	57,1	57,1	Перемещение щебня, цемента, песка при СМР
						6902	29,6	29,7	Перемещение грунта
						6911	13,2	13,2	Участок приготовления цементного раствора

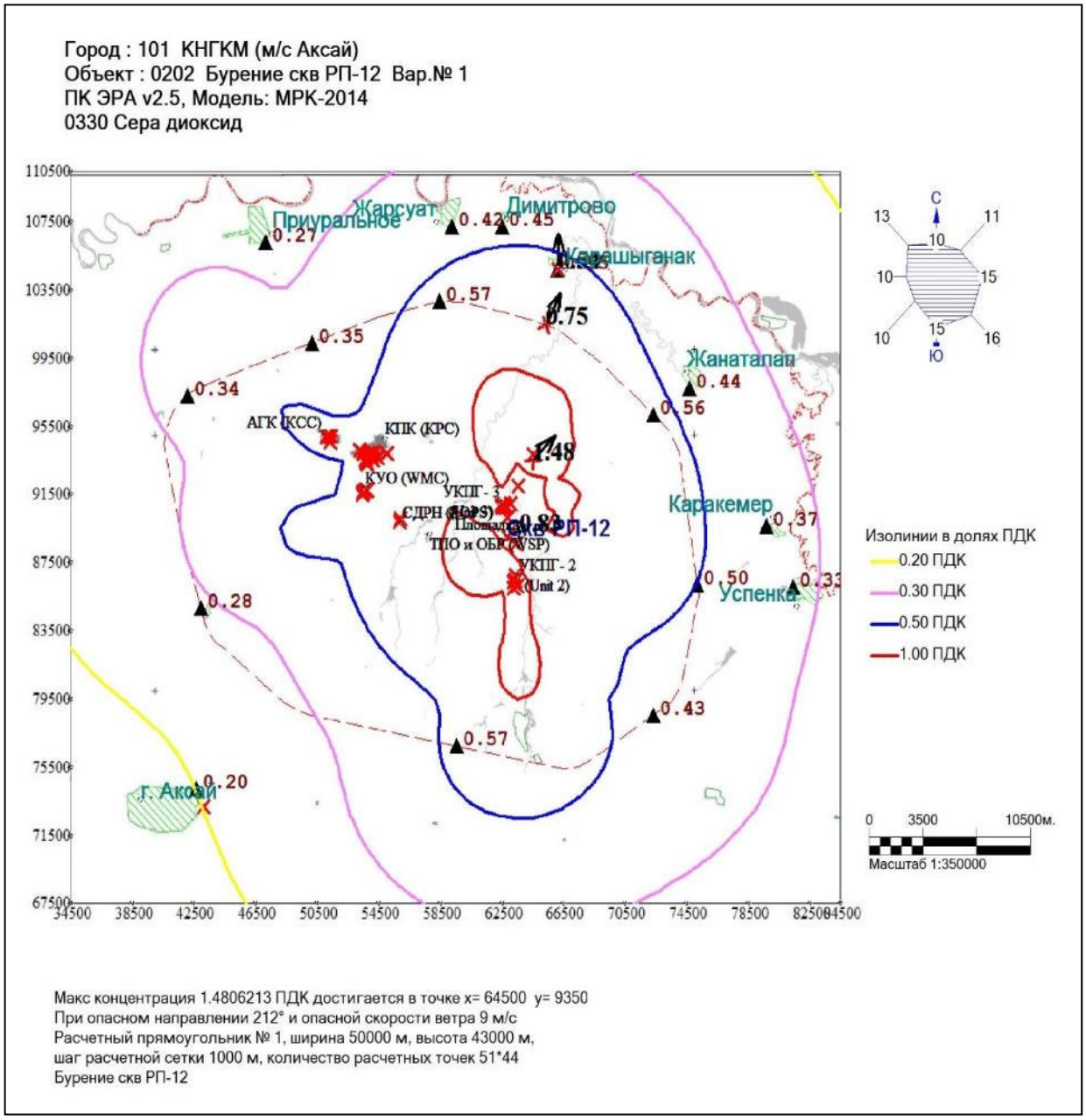


Рисунок 4.2.5.2. Изолинии приземных концентраций серы диоксида (Вариант 1. Буровая площадка скв. РП-12 + существующие объекты КНГКМ)

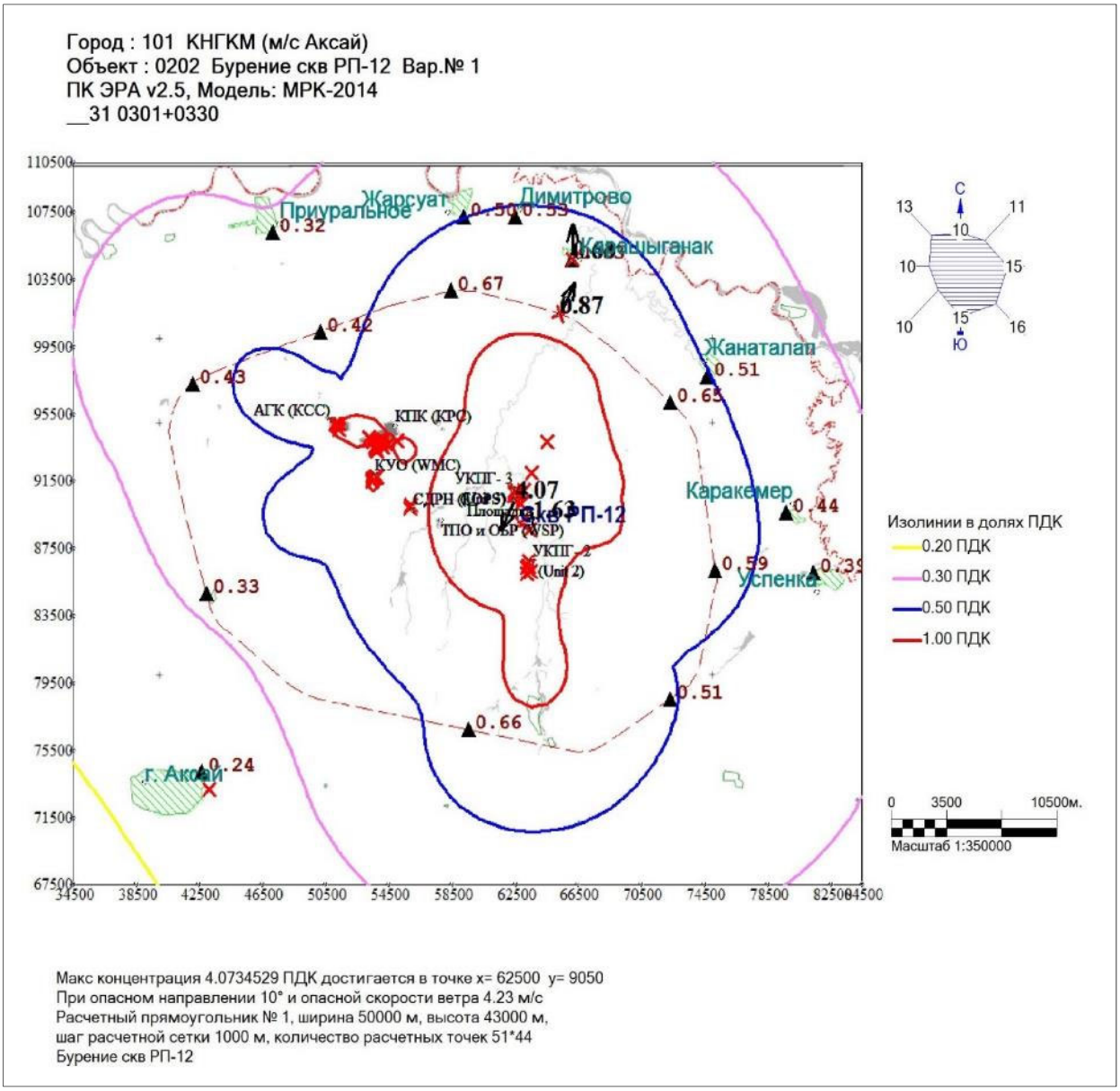


Рисунок 4.2.5.3. Изолинии приземных концентраций суммации диоксидов азота и серы (Вариант 1. Буровая площадка скв. РП-12 + существующие объекты КНГКМ)

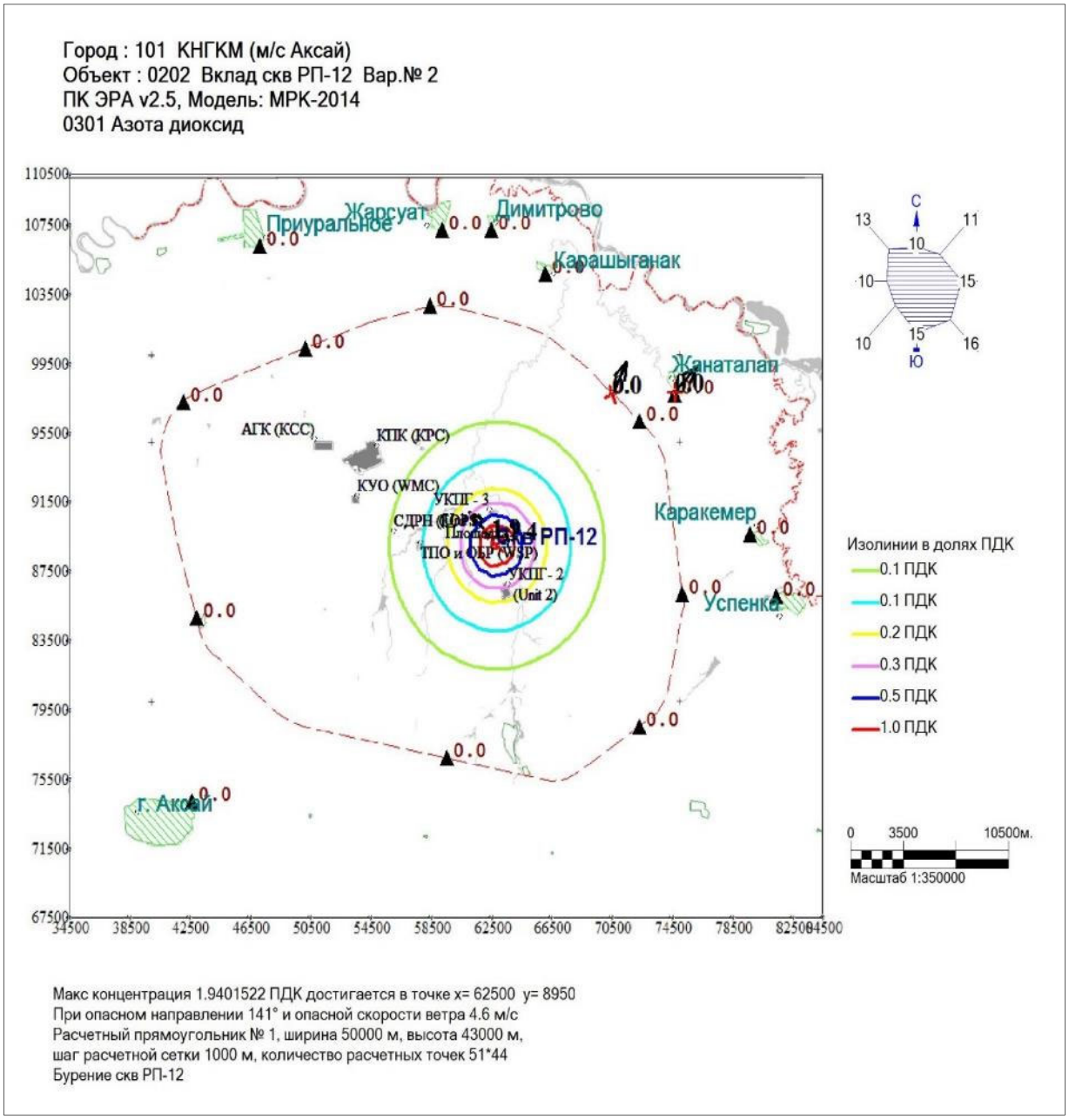


Рисунок 4.2.5.4. Изолинии приземных концентраций азота диоксида (Вариант 2. Вклад буровой площадки скв. РП-12)

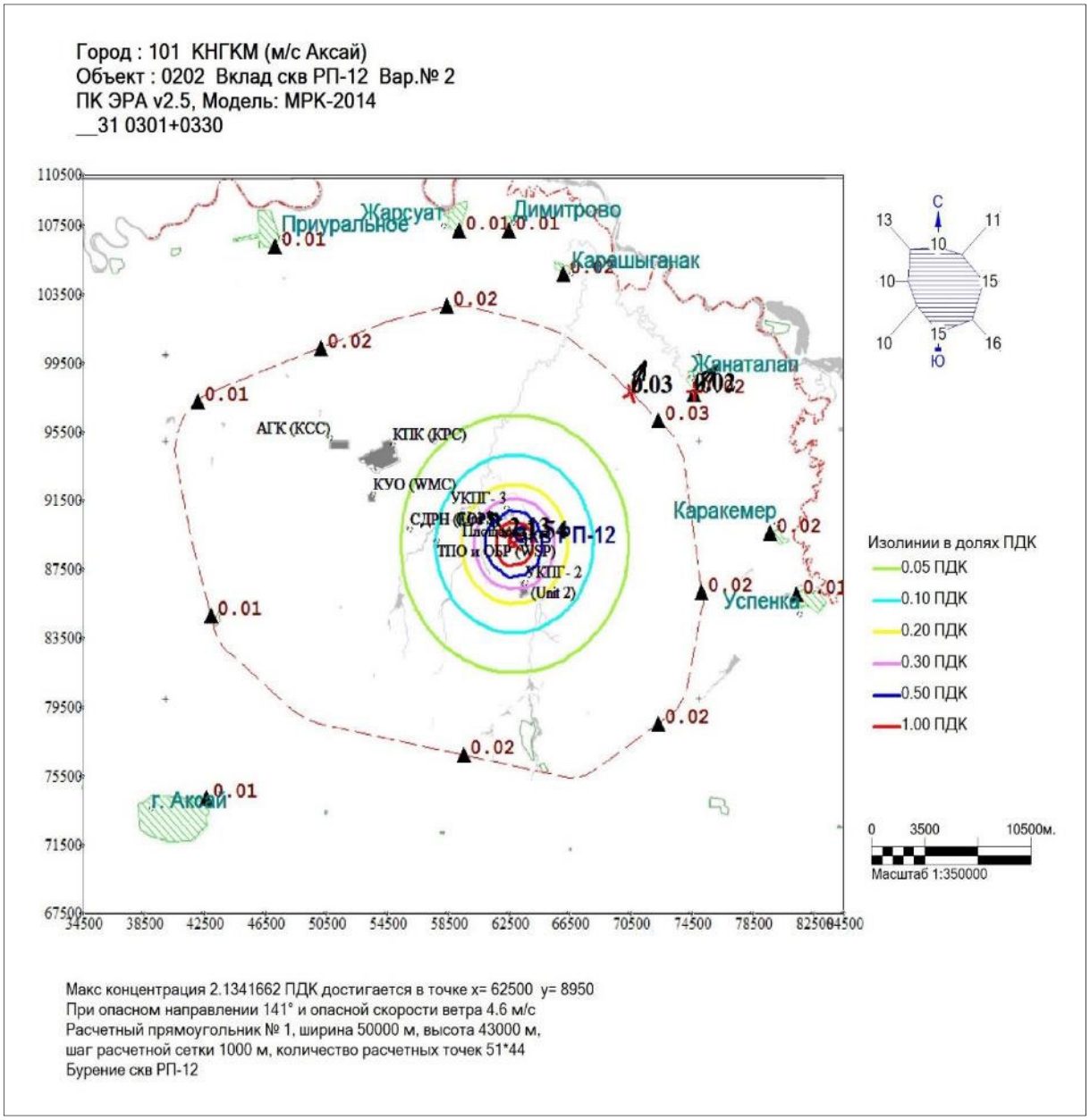


Рисунок 4.2.5.5. Изолинии приземных концентраций суммации диоксидов азота и серы (Вариант 2. Вклад буровой площадки скв. РП-12)

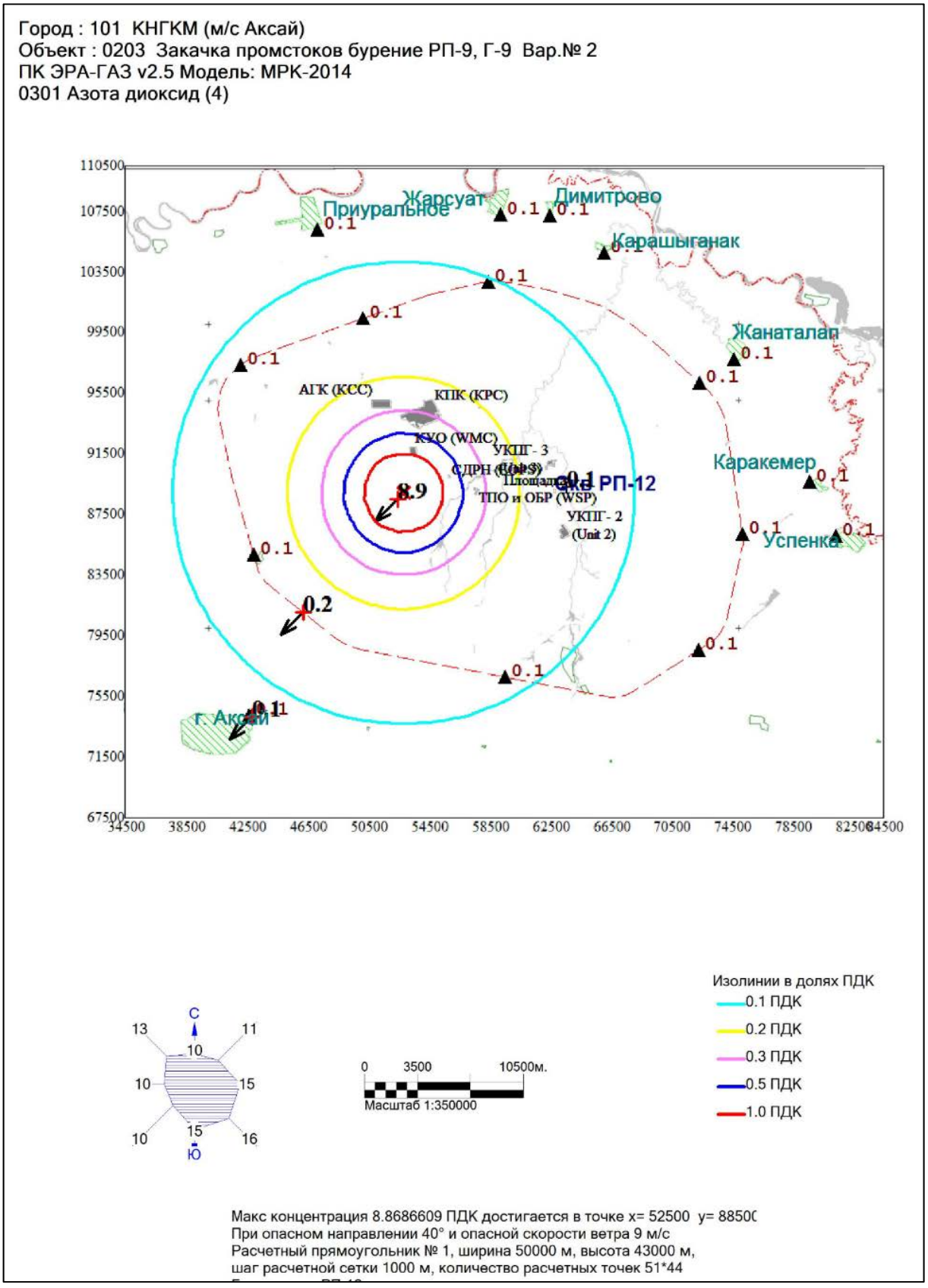


Рисунок 4.2.5.6. Изолинии приземных концентраций азота диоксида (Вариант 3.Подвариант 2б. Вклад буровой площадки скв. РП-9)

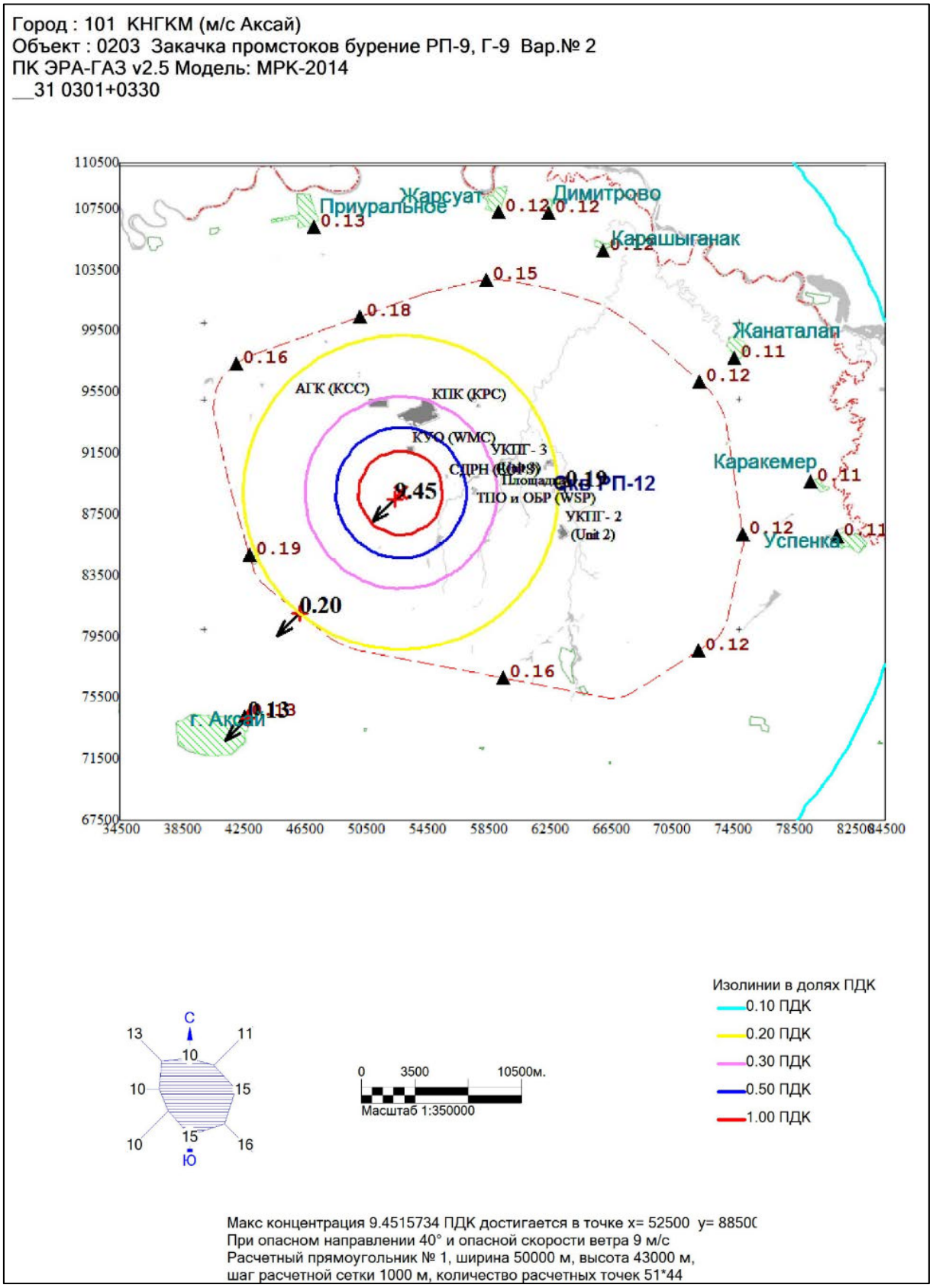


Рисунок 4.2.5.7. Изолинии приземных концентраций суммации диоксидов азота и серы (Вариант 3.Подвариант 2б. Вклад буровой площадки скв. РП-9)

4.2.6. Предложения по установлению нормативов допустимых выбросов (ПДВ)

Анализ результатов расчетов рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере показывает, что выбросы всех источников загрязнения при производстве планируемых работ можно принять в качестве ориентировочных нормативов выбросов ЗВ при проведении планируемых работ по всем вариантам.

Значения ориентировочных нормативов ДВ (г/с, т/год) в целом по предприятию, для каждого Варианта установлены по максимальным выбросам ЗВ источников проектируемых работ и представлены в таблицах 4.2.6.1-4.2.6.3.

Предложения по ориентировочным нормативам ДВ для отдельных источников (г/с, т/год), в целом по предприятию и по каждому веществу для каждого Варианта представлены в таблицах 4.2.6.4-4.2.6.6.

Таблица 4.2.6.1 Ориентировочные нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу по Варианту 1. Проведение КРС на скв.РП-6 и скв.РП-7 (по загрязняющим веществам)

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	Ориентировочные нормативы выбросы загрязняющих веществ															
		существующее положение на 2022 год		на 2023 год		на 2024 год		на 2025 год		на 2026 год		на 2027 год		на периоды 2028-2032 гг. и 2033-2037 гг.		НДВ	
		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год
0123	Железо (II, III) оксиды (274)	0,035860	0,002016	0,035860	0,008150	0,035860	0,008150	-	-	0,035860	0,008150			0,035860	0,008150	0,035860	0,008150
0126	Калий хлорид (301)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			-	-	-	-
0128	Негашеная известь (635*)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			-	-	-	-
0143	Марганец (327)	0,000530	0,000043	0,000530	0,000190	0,000530	0,000190	-	-	0,000530	0,000190			0,000530	0,000190	0,000530	0,000190
0150	Сода каустическая (876*)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			-	-	-	-
0155	Сода кальцинированная	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			-	-	-	-
0301	Азота диоксид (4)	10,864810	11,104509	18,556760	18,766227	18,556760	18,766227	-	-	18,556760	18,766227			18,556760	18,766227	18,556760	18,766227
0304	Азота оксид (6)	1,754920	1,794705	2,999260	3,023575	2,999260	3,023575	-	-	2,999260	3,023575			2,999260	3,023575	2,999260	3,023575
0316	Соляная кислота (163)	0,001650	0,001176	0,001650	0,000285	0,001650	0,000285	0,001650	0,002851	0,001650	0,003136	0,001650	0,002851	0,001650	0,014540	0,001650	0,003136
0328	Сажа (583)	0,706576	0,678248	1,249476	1,242300	1,249476	1,242300	-	-	1,249476	1,242300			1,249476	1,242300	1,249476	1,242300
0330	Сера диоксид (516)	1,786263	2,000911	2,876463	3,014113	2,876463	3,014113	-	-	2,876463	3,014113			2,876463	3,014113	2,876463	3,014113
0333	Сероводород (518)	0,000057	0,000021	0,000057	0,000022	0,000057	0,000022	-	-	0,000057	0,000022			0,000057	0,000022	0,000057	0,000022
0337	Окись углерода (584)	9,024510	9,170077	15,482410	15,946899	15,482410	15,946899	-	-	15,482410	15,946899			15,482410	15,946899	15,482410	15,946899
0342	Фтористые газ. соед. (617)	0,000260	0,000014	0,000260	0,000070	0,000260	0,000070	-	-	0,000260	0,000070			0,000260	0,000070	0,000260	0,000070
0344	Фториды неорг. плохо раств.	0,000280	0,000015	0,000280	0,000075	0,000280	0,000075	-	-	0,000280	0,000075			0,000280	0,000075	0,000280	0,000075
0415	Смесь углев. пред. С1-С5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			-	-	-	-
0416	Смесь углев. пред. С6-С10	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			-	-	-	-
0602	Бензол (64)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			-	-	-	-
0616	Ксилол (322)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			-	-	-	-
0621	Толуол (558)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			-	-	-	-
0703	3,4-Бензпирен (54)	1,68E-05	1,84E-05	2,85E-05	3,04E-05	2,85E-05	3,04E-05	-	-	2,85E-05	3,04E-05			2,85E-05	3,04E-05	2,85E-05	3,04E-05
1325	Формальдегид (609)	0,165100	0,169396	0,303200	0,300485	0,303200	0,300485	-	-	0,303200	0,300485			0,303200	0,300485	0,303200	0,300485
2735	Масло мин. нефтяное (716*)	0,001312	0,004049	0,001312	0,005006	0,001312	0,005006	-	-	0,001312	0,005006			0,001312	0,005006	0,001312	0,005006
2754	Углеводороды пред. С12-С19	4,214544	4,154977	7,325644	7,373211	7,325644	7,373211	-	-	7,325644	7,373211			7,325644	7,373211	7,325644	7,373211
2908	Пыль неорг., SiO2 в %: 70-20	0,000280	0,000015	0,000280	0,000075	0,000280	0,000075	-	-	0,000280	0,000075			0,000280	0,000075	0,000280	0,000075
Всего по предприятию:		**28,556969**	**29,080191**	**48,833471**	**49,680713**	**48,833471**	**49,680713**	**0,001650**	**0,002851**	**48,833471**	**49,683564**	**0,001650**	**0,002851**	**48,833471**	**49,694968**	**48,833471**	**49,683564**
Т в е р д ы е:		***0,743543***	***0,680355***	***1,286455***	***1,250820***	***1,286455***	***1,250820***	-	-	***1,286455***	***1,250820***	-	-	***1,286455***	***1,250820***	***1,286455***	***1,250820***
Газообразные, ж и д к и е:		***27,813426***	***28,399836***	***47,547016***	***48,429893***	***47,547016***	***48,429893***	***0,001650***	***0,002851***	***47,547016***	***48,432744***	***0,001650***	***0,002851***	***47,547016***	***48,444148***	***47,547016***	***48,432744***

Таблица 4.2.6.2 Ориентировочные нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу по Подварианту 2а. Проведение КРС на скв.РП-6 и скв.РП-7, перевод скв. 9835 из ликвидированных в нагнетательные, бурение скв. Г-9 (по загрязняющим веществам)

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	Ориентировочные нормативы выбросы загрязняющих веществ															
		существующее положение на 2022 год		на 2023 год		на 2024 год		на 2025 год		на 2026 год		на 2027 год		на периоды 2028-2032 гг. и 2033-2037 гг.		НДВ	
		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год
0123	Железо (II, III) оксиды	0,035860	0,002016	0,035860	0,008150	0,035860	0,008150	0,035860	0,005508	0,035860	0,008150	-	-	0,035860	0,008150	0,035860	0,008150
0126	Калий хлорид	-	-	-	-	-	-	0,046670	0,000020	-	-	-	-	-	-	0,046670	0,000020
0128	Негашеная известь (635*)	-	-	-	-	-	-	0,046670	0,000020	-	-	-	-	-	-	0,046670	0,000020
0143	Марганец (327)	0,000530	0,000043	0,000530	0,000190	0,000530	0,000190	0,000530	0,000124	0,000530	0,000190	-	-	0,000530	0,000190	0,000530	0,000190
0150	Сода каустическая	-	-	-	-	-	-	0,046670	0,000002	-	-	-	-	-	-	0,046670	0,000002
0155	Сода кальцинированная	-	-	-	-	-	-	0,140000	0,001530	-	-	-	-	-	-	0,140000	0,001530
0301	Азота диоксид (4)	10,864810	11,104509	18,556760	18,766227	18,556760	18,766227	15,765437	11,887242	18,556760	18,766227	-	-	18,556760	18,766227	21,977287	18,766227
0304	Азота оксид (6)	1,754920	1,794705	2,999260	3,023575	2,999260	3,023575	2,551250	1,918298	2,999260	3,023575	-	-	2,999260	3,023575	3,554010	3,023575
0316	Соляная кислота	0,001650	0,001176	0,001650	0,000285	0,001650	0,000285	0,001650	0,0034212	0,001650	0,003706	0,001650	0,003421	0,001650	0,017391	0,001650	0,003706
0328	Сажа (583)	0,706576	0,678248	1,249476	1,242300	1,249476	1,242300	1,065000	0,797346	1,249476	1,242300	-	-	1,249476	1,242300	1,473886	1,242300
0330	Сера диоксид (516)	1,786263	2,000911	2,876463	3,014113	2,876463	3,014113	2,389607	1,849937	2,876463	3,014113	-	-	2,876463	3,014113	3,419340	3,014113
0333	Сероводород	0,000057	0,000021	0,000057	0,000022	0,000057	0,000022	0,000089	0,000019	0,000057	0,000022	-	-	0,000057	0,000022	0,000089	0,000022
0337	Окись углерода	9,024510	9,170077	15,482410	15,946899	15,482410	15,946899	13,107140	10,113814	15,482410	15,946899	-	-	15,482410	15,946899	18,270640	15,946899
0342	Фтористые газ. соед. (617)	0,000260	0,000014	0,000260	0,000070	0,000260	0,000070	0,000260	0,000045	0,000260	0,000070	-	-	0,000260	0,000070	0,000260	0,000070
0344	Фториды неорг. плохо раств.	0,000280	0,000015	0,000280	0,000075	0,000280	0,000075	0,000280	0,000048	0,000280	0,000075	-	-	0,000280	0,000075	0,000280	0,000075
0415	Смесь углев. пред. С1-С5	-	-	-	-	-	-	0,054160	0,008075	-	-	-	-	-	-	0,054160	0,008075
0416	Смесь углев. пред. С6-С10	-	-	-	-	-	-	0,020030	0,002990	-	-	-	-	-	-	0,020030	0,002990
0602	Бензол (64)	-	-	-	-	-	-	0,000262	3,905E-05	-	-	-	-	-	-	0,000262	0,000039
0616	Ксилол (322)	-	-	-	-	-	-	0,000121	1,854E-05	-	-	-	-	-	-	0,000121	0,000019
0621	Толуол (558)	-	-	-	-	-	-	0,000163	2,425E-05	-	-	-	-	-	-	0,000163	0,000024
0703	3,4-Бензпирен (54)	1,68E-05	0,0000184	2,847E-05	3,040E-05	2,847E-05	3,040E-05	2,413E-05	1,894E-05	2,847E-05	3,040E-05	-	-	2,847E-05	3,040E-05	3,38E-05	3,04E-05
1325	Формальдегид	0,165100	0,169396	0,303200	0,300485	0,303200	0,300485	0,259920	0,192651	0,303200	0,300485	-	-	0,303200	0,300485	0,356820	0,300485
2735	Масло мин. нефтяное (716*)	0,001312	0,004049	0,001312	0,005006	0,001312	0,005006	0,016255	0,006657	0,001312	0,005006	-	-	0,001312	0,005006	0,016255	0,007263
2754	Углеводороды пред. С12-С19	4,214544	4,154977	7,325644	7,373211	7,325644	7,373211	6,288574	4,749450	7,325644	7,373211	-	-	7,325644	7,373211	8,630974	7,373211
2908	Пыль неорг., SiO2 в %: 70-20	0,000280	0,000015	0,000280	0,000075	0,000280	0,000075	0,387980	0,004652	0,000280	0,000075	-	-	0,000280	0,000075	0,387980	0,004652
Всего по предприятию:		**28,556969**	**29,080191**	**48,833471**	**49,680713**	**48,833471**	**49,680713**	**42,224602**	**31,541950**	**48,833471**	**49,684134**	**0,001650**	**0,003421**	**48,833471**	**49,697819**		
Т в е р д ы е:		***0,743543***	***0,680355***	***1,286455***	***1,250820***	***1,286455***	***1,250820***	***1,723014***	***0,809267***	***1,286455***	***1,250820***	**-**	**-**	***1,286455***	***1,250820***		
Газообразные, ж и д к и е:		***27,813426***	***28,399836***	***47,547016***	***48,429893***	***47,547016***	***48,429893***	***40,501588***	***30,732683***	***47,547016***	***48,433314***	***0,001650***	***0,003421***	***47,547016***	***48,446999***		

Таблица 4.2.6.3 Ориентировочные нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу по Подварианту 2б. Проведение КРС на скв. РП-6 и скв. РП-7, бурение скв. РП-9 и скв. Г-9 (по загрязняющим веществам)

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	Ориентировочные нормативы выбросы загрязняющих веществ															
		существующее положение на 2022 год		на 2023 год		на 2024 год		на 2025 год		на 2026 год		на 2027 год		на периоды 2028-2032 гг. и 2033-2037 гг.		НДВ	
		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год					г/с	т/год
0123	Железо (II, III) оксиды	0,035860	0,002016	0,035860	0,008150	0,035860	0,008150	0,035860	0,002038	0,035860	0,008150	-	-	0,035860	0,008150	0,035860	0,008150
0126	Калий хлорид (301)	-	-	-	-	-	-	0,046670	0,000380	-	-	-	-	-	-	0,046670	0,000380
0128	Негашеная известь	-	-	-	-	-	-	0,046670	0,000420	-	-	-	-	-	-	0,046670	0,000420
0143	Марганец (327)	0,000530	0,000043	0,000530	0,000190	0,000530	0,000190	0,000530	0,000064	0,000530	0,000190	-	-	0,000530	0,000190	0,000530	0,000190
0150	Сода каустическая	-	-	-	-	-	-	0,046670	0,000032	-	-	-	-	-	-	0,046670	0,000032
0155	Сода кальцинированная	-	-	-	-	-	-	0,140000	0,028465	-	-	-	-	-	-	0,140000	0,028465
0301	Азота диоксид (4)	10,864810	11,104509	18,556760	18,766227	18,556760	18,766227	19,127137	16,756611	18,556760	18,766227	-	-	18,556760	18,766227	27,033284	20,508358
0304	Азота оксид (6)	1,754920	1,794705	2,999260	3,023575	2,999260	3,023575	3,097670	2,696949	2,999260	3,023575	-	-	2,999260	3,023575	4,375750	3,303775
0316	Соляная кислота	0,001650	0,001176	0,001650	2,85E-04	0,001650	2,85E-04	0,001650	0,003421	0,001650	0,003706	0,001650	0,003421	0,001650	0,017391	0,00165	0,003421
0328	Сажа (583)	0,706576	0,678248	1,249476	1,242300	1,249476	1,242300	1,299816	1,138645	1,249476	1,242300	-	-	1,249476	1,242300	1,819002	1,376335
0330	Сера диоксид (516)	1,786263	2,000911	2,876463	3,014113	2,876463	3,014113	2,844610	2,624181	2,876463	3,014113	-	-	2,876463	3,014113	4,139081	3,235222
0333	Сероводород (518)	5,74E-05	2,07E-05	5,74E-05	2,24E-05	5,74E-05	2,24E-05	8,88E-05	2,54E-05	5,74E-05	2,24E-05	-	-	5,74E-05	2,24E-05	8,88E-05	2,98E-05
0337	Окись углерода (584)	9,024510	9,170077	15,482410	15,946899	15,482410	15,946899	15,922690	14,392835	15,482410	15,946899	-	-	15,482410	15,946899	22,453980	17,504423
0342	Фтористые газ. соед. (617)	2,60E-04	1,40E-05	2,60E-04	6,98E-05	2,60E-04	6,98E-05	2,60E-04	3,25E-05	2,60E-04	6,98E-05	-	-	2,60E-04	6,98E-05	2,60E-04	6,98E-05
0344	Фториды неорг. плохо раств.	0,00028	1,50E-05	2,80E-04	7,50E-05	2,80E-04	7,50E-05	2,80E-04	3,50E-05	2,80E-04	7,50E-05	-	-	0,00028	0,000075	2,80E-04	7,50E-05
0415	Смесь углев. пред. С1-С5	-	-	-	-	-	-	0,054160	0,078247	-	-	-	-	-	-	0,054160	0,078247
0416	Смесь углев. пред. С6-С10	-	-	-	-	-	-	0,020030	0,028950	-	-	-	-	-	-	0,020030	0,028950
0602	Бензол (64)	-	-	-	-	-	-	0,000257	0,000378	-	-	-	-	-	-	0,000257	0,000378
0616	Ксилол (322)	-	-	-	-	-	-	0,045128	0,037381	-	-	-	-	-	-	0,045128	0,037381
0621	Толуол (558)	-	-	-	-	-	-	0,000164	0,000236	-	-	-	-	-	-	0,000164	0,000236
0703	3,4-Бензпирен (54)	1,68E-05	1,84E-05	2,85E-05	3,04E-05	2,847E-05	3,04E-05	2,91E-05	2,62E-05	2,847E-05	3,040E-05	-	-	2,847E-05	3,040E-05	4,90E-05	3,55E-05
1042	Бутиловый спирт (102)	-	-	-	-	-	-	0,0007	0,0003	-	-	-	-	-	-	7,00E-04	3,00E-04
1325	Формальдегид (609)	0,165100	0,169396	0,303200	0,300485	0,303200	0,300485	0,319268	0,273063	0,303200	0,300485	-	-	0,303200	0,300485	0,442648	0,331563
2735	Масло мин. нефтяное	0,001312	0,004049	0,001312	0,005006	0,001312	0,005006	0,016258	0,042408	0,001312	0,005006	-	-	0,001312	0,005006	0,016258	0,043014
2752	Уайт-спирит (1294*)	-	-	-	-	-	-	0,045000	0,023800	-	-	-	-	-	-	0,045000	0,023800
2754	Углеводороды пред. С12-С19	4,214544	4,154977	7,325644	7,373211	7,325644	7,373211	7,715286	6,772761	7,325644	7,373211	-	-	7,325644	7,373211	10,697456	8,181411
2908	Пыль неорг., SiO2 в %: 70-20	0,00028	0,000015	0,00028	0,000075	0,00028	0,000075	0,40481	0,044101	0,00028	0,000075	-	-	0,00028	0,000075	0,40481	0,044101
Всего по предприятию:		**28,556969**	**29,080191**	**48,833471**	**49,680713**	**48,833471**	**49,680713**	**51,231692**	**44,945785**	**48,833471**	**49,684134**	**0,001650**	**0,003421**	**48,833471**	**49,697819**	-	-
Т в е р д ы е:		***0,743543***	***0,680355***	***1,286455***	***1,250820***	***1,286455***	***1,250820***	***1,974665***	***1,214174***	***1,286455***	***1,250820***	-	-	***1,286455***	***1,250820***	-	-
Газообразные, ж и д к и е:		***27,813426***	***28,399836***	***47,547016***	***48,429893***	***47,547016***	***48,429893***	***49,257027***	***43,731611***	***47,547016***	***48,433314***	***0,001650***	***0,003421***	***47,547016***	***48,446999***	-	-

Таблица 4.2.6.4 Ориентировочные нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу по Варианту 1.nПроведение КРС на скв. РП-6 и скв. РП-7 (по источникам и загрязняющим веществам)

Производство цех, участок	Номер ист. выброса	Ориентировочные нормативы выбросы загрязняющих веществ																Год достижения НДВ
		существующее положение на 2022 год		на 2023 год		на 2024 год		на 2025 год		на 2026 год		на 2027 год		на периоды 2028-2032 гг. и 2033-2037 гг.		НДВ		
Код и наименование ЗВ		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
(0123) Железо (II, III) оксиды (274)																		
Организованные источники																		
Итого		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Неорганизованные источники																		
Сварочные работы	6904	0,03586	0,0020159	0,03586	0,00815	0,03586	0,00815	-	-	0,03586	0,00815	-	-	0,03586	0,00815	0,03586	0,00815	2023
Итого		*0,03586*	*0,0020159*	*0,03586*	*0,00815*	*0,03586*	*0,00815*	-	-	*0,03586*	*0,00815*	-	-	*0,03586*	*0,00815*	*0,03586*	*0,00815*	
Всего по ЗВ		**0,035860**	**0,002016**	**0,035860**	**0,008150**	**0,035860**	**0,008150**	**-**	**-**	**0,035860**	**0,008150**	**-**	**-**	**0,035860**	**0,008150**	**0,035860**	**0,008150**	
(0143) Марганец (327)																		
Организованные источники																		
Итого		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Неорганизованные источники																		
Сварочные работы	6904	0,00053	0,00004295	0,00053	0,00019	0,00053	0,00019	-	-	0,00053	0,00019	-	-	0,00053	0,00019	0,00053	0,00019	2023
Итого		*0,00053*	*4,295E-05*	*0,00053*	*0,00019*	*0,00053*	*0,00019*	-	-	*0,00053*	*0,00019*	-	-	*0,00053*	*0,00019*	*0,00053*	*0,00019*	
Всего по ЗВ		**0,000530**	**0,000043**	**0,000530**	**0,000190**	**0,000530**	**0,000190**	**-**	**-**	**0,000530**	**0,000190**	**-**	**-**	**0,000530**	**0,000190**	**0,000530**	**0,000190**	
(0301) Азота диоксид (4)																		
Организованные источники																		
Дизель канатного подъем. типа LandLine D на базе MAN, 294кВт	1914	-	-	0,62720	0,13160	0,62720	0,13160	-	-	0,62720	0,13160	-	-	0,62720	0,13160	0,62720	0,13160	2023
Дизель CG12V190 для привода бур. насоса №1 RL2NB-800, 882кВт	1930	1,78480	3,47610	2,11680	3,80860	2,11680	3,80860	-	-	2,11680	3,80860	-	-	2,11680	3,80860	2,11680	3,80860	2023
Дизель CG12V190 для привода бур. насоса №2 RL2NB-800, 882кВт	1931	-	-	2,11680	3,80860	2,11680	3,80860	-	-	2,11680	3,80860	-	-	2,11680	3,80860	2,11680	3,80860	2023
Дизель привода лебедки и ротора типа CAT-15, 350кВт	1932	0,74670	1,95100	0,74670	1,43180	0,74670	1,43180	-	-	0,74670	1,43180	-	-	0,74670	1,43180	0,74670	1,43180	2023
Дизель установки CAT-18, 522кВт	1933	0,64330	1,49340	1,11360	2,20010	1,11360	2,20010	-	-	1,11360	2,20010	-	-	1,11360	2,20010	1,11360	2,20010	2023
Дизельная установка CAT-9 ДЭС- 224	1934	-	-	0,47790	1,56380	0,47790	1,56380	-	-	0,47790	1,56380	-	-	0,47790	1,56380	0,47790	1,56380	2023
Осветительная мачта Atlas, 15кВт	1935	0,03430	0,03880	0,03430	0,05640	0,03430	0,05640	-	-	0,03430	0,05640	-	-	0,03430	0,05640	0,03430	0,05640	2023
Бойлер 80HP	1936	0,00665	0,02427	0,04090	0,13835	0,04090	0,13835	-	-	0,04090	0,13835	-	-	0,04090	0,13835	0,04090	0,13835	2023
Дизель генератора сварочного агр. Д-144, 37кВт	1937	0,08470	0,00440	0,08470	0,02780	0,08470	0,02780	-	-	0,08470	0,02780	-	-	0,08470	0,02780	0,08470	0,02780	2023
Дизель установки насоса ГРП (SPF-743), 414кВт	1941	3,97170	1,33740	0,88260	0,59440	0,88260	0,59440	-	-	0,88260	0,59440	-	-	0,88260	0,59440	0,88260	0,59440	2023
Дизель установки насоса ГРП (SPF-743), 414кВт	1942	-	-	0,88260	0,59440	0,88260	0,59440	-	-	0,88260	0,59440	-	-	0,88260	0,59440	0,88260	0,59440	2023
Дизель установки насоса ГРП (SPF-743), 414кВт	1943	-	-	0,88260	0,59440	0,88260	0,59440	-	-	0,88260	0,59440	-	-	0,88260	0,59440	0,88260	0,59440	2023
Дизель установки насоса ГРП (SPF-743), 414кВт	1944	-	-	0,88260	0,59440	0,88260	0,59440	-	-	0,88260	0,59440	-	-	0,88260	0,59440	0,88260	0,59440	2023

Производство цех, участок	Номер ист. выброса	Ориентировочные нормативы выбросы загрязняющих веществ																Год достижения НДВ
		существующее положение на 2022 год		на 2023 год		на 2024 год		на 2025 год		на 2026 год		на 2027 год		на периоды 2028-2032 гг. и 2033-2037 гг.		НДВ		
Код и наименование ЗВ		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
ДЭС CAT-32 пескосмесительной установки (Тягач Peterbilt), 313кВт	1945	0,66690	0,59440	0,66690	0,23180	0,66690	0,23180	-	-	0,66690	0,23180	-	-	0,66690	0,23180	0,66690	0,23180	2023
Дизель CAT-3412E затрубного насоса, 370кВт	1946	0,94140	0,41600	0,78930	0,59440	0,78930	0,59440	-	-	0,78930	0,59440	-	-	0,78930	0,59440	0,78930	0,59440	2023
Дизель нагнетательной установки (SUS-235), 147кВт	1947	0,31380	0,17280	0,31380	0,08640	0,31380	0,08640	-	-	0,31380	0,08640	-	-	0,31380	0,08640	0,31380	0,08640	2023
Дизель модуля управления, 25кВт	1948	0,05720	0,04980	0,05720	0,02490	0,05720	0,02490	-	-	0,05720	0,02490	-	-	0,05720	0,02490	0,05720	0,02490	2023
Диз.двиг. CUMMINS QSB7 для подачи пропанта, 313кВт	1949	0,70400	0,68660	0,66690	0,33020	0,66690	0,33020	-	-	0,66690	0,33020	-	-	0,66690	0,33020	0,66690	0,33020	2023
Дизель генератора, 64кВт	1950	0,10300	0,10440	0,14650	0,08880	0,14650	0,08880	-	-	0,14650	0,08880	-	-	0,14650	0,08880	0,14650	0,08880	2023
Парогенератор с теплообменником Dutchoffshore	1951	0,04085	0,03529	0,04085	0,01765	0,04085	0,01765	-	-	0,04085	0,01765	-	-	0,04085	0,01765	0,04085	0,01765	2023
Установка ПАП-60/80. ДЭС ЯМЗ-238ДЕ-2, 220кВт	1952	-	-	0,46930	0,20110	0,46930	0,20110	-	-	0,46930	0,20110	-	-	0,46930	0,20110	0,46930	0,20110	2023
ДизельG12V190 привода бур. насоса №1 SL3NB-1300, 800кВт	1953	0,51840	0,32180	1,92000	0,69090	1,92000	0,69090	-	-	1,92000	0,69090	-	-	1,92000	0,69090	1,92000	0,69090	2023
ДизельG12V190 привода бур. насоса №2 SL3NB-1300, 800кВт	1954	-	-	1,92000	0,69090	1,92000	0,69090	-	-	1,92000	0,69090	-	-	1,92000	0,69090	1,92000	0,69090	2023
ДЭС ЯМЗ-238, 100кВт	1955	0,21330	0,39070	0,21330	0,07910	0,21330	0,07910	-	-	0,21330	0,07910	-	-	0,21330	0,07910	0,21330	0,07910	2023
ДЭС ЯМЗ-7511, 200кВт	1956	-	-	0,42670	0,16560	0,42670	0,16560	-	-	0,42670	0,16560	-	-	0,42670	0,16560	0,42670	0,16560	2023
Осветительная мачта PCA POWER 400MLT, 8,25кВт	1957	0,01600	0,00640	0,01890	0,01610	0,01890	0,01610	-	-	0,01890	0,01610	-	-	0,01890	0,01610	0,01890	0,01610	2023
Итого		*10,847*	*11,10357*	*18,53895*	*18,762497*	*18,53895*	*18,762497*	-	-	*18,53895*	*18,762497*	-	-	*18,53895*	*18,762497*	*18,53895*	*18,762497*	
Неорганизованные источники																		
Сварочные работы	6904	0,01781	0,00094	0,01781	0,00373	0,01781	0,00373	-	-	0,01781	0,00373	-	-	0,01781	0,00373	0,01781	0,00373	2023
Итого		*0,01781*	*0,00094*	*0,01781*	*0,00373*	*0,01781*	*0,00373*	-	-	*0,01781*	*0,00373*	-	-	*0,01781*	*0,00373*	*0,01781*	*0,00373*	
Всего по ЗВ		**10,864810**	**11,104510**	**18,556760**	**18,766227**	**18,556760**	**18,766227**	**-**	**-**	**18,556760**	**18,766227**	**-**	**-**	**18,556760**	**18,766227**	**18,556760**	**18,766227**	
(0304) Азота оксид (6)																		
Организованные источники																		
Дизель канатного подъем. типа LandLine D на базе MAN, 294кВт	1914	-	-	0,10192	0,02138	0,10192	0,02138	-	-	0,10192	0,02138	-	-	0,10192	0,02138	0,10192	0,02138	2023
Дизель CG12V190 для привода бур. насоса №1 RL2NB-800, 882кВт	1930	0,29003	0,56486	0,34398	0,61890	0,34398	0,61890	-	-	0,34398	0,61890	-	-	0,34398	0,61890	0,34398	0,61890	2023
Дизель CG12V190 для привода бур. насоса №2 RL2NB-800, 882кВт	1931	-	-	0,34398	0,61890	0,34398	0,61890	-	-	0,34398	0,61890	-	-	0,34398	0,61890	0,34398	0,61890	2023

Производство цех, участок	Номер ист. выб-роса	Ориентировочные нормативы выбросы загрязняющих веществ																Год дости-жения НДВ
		существующее положение на 2022 год		на 2023 год		на 2024 год		на 2025 год		на 2026 год		на 2027 год		на периоды 2028-2032 гг. и 2033-2037 гг.		НДВ		
Код и наименование ЗВ		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
Дизель привода лебедки и ротора типа CAT-15, 350кВт	1932	0,12133	0,31705	0,12133	0,23266	0,12133	0,23266	-	-	0,12133	0,23266	-	-	0,12133	0,23266	0,12133	0,23266	2023
Дизель установки CAT-18, 522кВт	1933	0,10454	0,24269	0,18096	0,35752	0,18096	0,35752	-	-	0,18096	0,35752	-	-	0,18096	0,35752	0,18096	0,35752	2023
Дизельная установка CAT-9 ДЭС- 224	1934	-	-	0,07765	0,25411	0,07765	0,25411	-	-	0,07765	0,25411	-	-	0,07765	0,25411	0,07765	0,25411	2023
Осветительная мачта Atlas, 15кВт	1935	0,00558	0,00632	0,00558	0,00916	0,00558	0,00916	-	-	0,00558	0,00916	-	-	0,00558	0,00916	0,00558	0,00916	2023
Дизель генератора сварочного агр. Д-144, 37кВт	1937	0,01376	0,00072	0,01376	0,00452	0,01376	0,00452	-	-	0,01376	0,00452	-	-	0,01376	0,00452	0,01376	0,00452	2023
Дизель установки насоса ГРП (SPF-743), 414кВт	1941	0,64540	0,21734	0,14342	0,09660	0,14342	0,09660	-	-	0,14342	0,09660	-	-	0,14342	0,09660	0,14342	0,09660	2023
Дизель установки насоса ГРП (SPF-743), 414кВт	1942	-	-	0,14342	0,09660	0,14342	0,09660	-	-	0,14342	0,09660	-	-	0,14342	0,09660	0,14342	0,09660	2023
Дизель установки насоса ГРП (SPF-743), 414кВт	1943	-	-	0,14342	0,09660	0,14342	0,09660	-	-	0,14342	0,09660	-	-	0,14342	0,09660	0,14342	0,09660	2023
Дизель установки насоса ГРП (SPF-743), 414кВт	1944	-	-	0,14342	0,09660	0,14342	0,09660	-	-	0,14342	0,09660	-	-	0,14342	0,09660	0,14342	0,09660	2023
ДЭС CAT-32 пескосмесительной установки (Тягач Peterbilt), 313кВт	1945	0,10836	0,09660	0,10836	0,03767	0,10836	0,03767	-	-	0,10836	0,03767	-	-	0,10836	0,03767	0,10836	0,03767	2023
Дизель CAT-3412E затрубного насоса, 370кВт	1946	0,15298	0,06762	0,12827	0,09660	0,12827	0,09660	-	-	0,12827	0,09660	-	-	0,12827	0,09660	0,12827	0,09660	2023
Дизель нагнетательной установки (SUS-235), 147кВт	1947	0,05099	0,02808	0,05099	0,01404	0,05099	0,01404	-	-	0,05099	0,01404	-	-	0,05099	0,01404	0,05099	0,01404	2023
Дизель модуля управления, 25кВт	1948	0,00930	0,00808	0,00930	0,00404	0,00930	0,00404	-	-	0,00930	0,00404	-	-	0,00930	0,00404	0,00930	0,00404	2023
Диз.двиг. CUMMINS QSB7 для подачи пропанта, 313кВт	1949	0,11440	0,11158	0,10836	0,05366	0,10836	0,05366	-	-	0,10836	0,05366	-	-	0,10836	0,05366	0,10836	0,05366	2023
Дизель генератора, 64кВт	1950	0,01674	0,01696	0,02380	0,01442	0,02380	0,01442	-	-	0,02380	0,01442	-	-	0,02380	0,01442	0,02380	0,01442	2023
Установка ПАП-60/80. ДЭС ЯМЗ-238ДЕ-2, 220кВт	1952	-	-	0,07627	0,03267	0,07627	0,03267	-	-	0,07627	0,03267	-	-	0,07627	0,03267	0,07627	0,03267	2023
ДизельG12V190 привода бур. насоса №1 SL3NB-1300, 800кВт	1953	0,08424	0,05228	0,31200	0,11228	0,31200	0,11228	-	-	0,31200	0,11228	-	-	0,31200	0,11228	0,31200	0,11228	2023
ДизельG12V190 привода бур. насоса №2 SL3NB-1300, 800кВт	1954	-	-	0,31200	0,11228	0,31200	0,11228	-	-	0,31200	0,11228	-	-	0,31200	0,11228	0,31200	0,11228	2023
ДЭС ЯМЗ-238, 100кВт	1955	0,03467	0,06349	0,03467	0,01285	0,03467	0,01285	-	-	0,03467	0,01285	-	-	0,03467	0,01285	0,03467	0,01285	2023
ДЭС ЯМЗ-7511, 200кВт	1956	-	-	0,06933	0,02692	0,06933	0,02692	-	-	0,06933	0,02692	-	-	0,06933	0,02692	0,06933	0,02692	2023

Производство цех, участок	Номер ист. выб-роса	Ориентировочные нормативы выбросы загрязняющих веществ																Год дости-жения НДВ
		существующее положение на 2022 год		на 2023 год		на 2024 год		на 2025 год		на 2026 год		на 2027 год		на периоды 2028-2032 гг. и 2033-2037 гг.		НДВ		
Код и наименование ЗВ		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
Осветительная мачта РСА POWER 400MLT, 8,25кВт	1957	0,00260	0,00104	0,00307	0,00261	0,00307	0,00261	-	-	0,00307	0,00261	-	-	0,00307	0,00261	0,00307	0,00261	2023
Итого		*1,75492*	*1,79471*	*2,99926*	*3,023575*	*2,99926*	*3,023575*	-	-	*2,99926*	*3,023575*			*2,99926*	*3,023575*	*2,99926*	*3,023575*	
Неорганизованные источники																		
Итого		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Всего по ЗВ		**1,754920**	**1,794710**	**2,999260**	**3,023575**	**2,999260**	**3,023575**	**-**	**-**	**2,999260**	**3,023575**	**-**	**-**	**2,999260**	**3,023575**	**2,999260**	**3,023575**	
(0316) Гидрохлорид (Соляная кислота, Водород хлорид) (163)																		
Организованные источники																		
Итого		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Неорганизованные источники																		
Кислотная обработка	6912	0,00165	0,001176	0,00165	0,0002851	0,00165	0,0002851	0,00165	0,002851	0,00165	0,0031361	0,00165	0,002851	0,00165	0,0145401	0,00165	0,0031361	2023
Итого		*0,00165*	*0,001176*	*0,00165*	*0,0002851*	*0,00165*	*0,0002851*	*0,00165*	*0,002851*	*0,00165*	*0,0031361*	*0,00165*	*0,00285*	*0,00165*	*0,0145401*	*0,00165*	*0,0031361*	
Всего по ЗВ		**0,001650**	**0,001176**	**0,001650**	**0,000285**	**0,001650**	**0,000285**	**0,001650**	**0,002851**	**0,001650**	**0,003136**	**0,001650**	**0,002851**	**0,001650**	**0,014540**	**0,001650**	**0,003136**	
(0328) Сажа (583)																		
Организованные источники																		
Дизель канатного подъем. типа LandLine D на базе MAN, 294кВт	1914	-	-	0,04080	0,00820	0,04080	0,00820	-	-	0,04080	0,00820	-	-	0,04080	0,00820	0,04080	0,00820	2023
Дизель CG12V190 для привода бур. насоса №1 RL2NB-800, 882кВт	1930	0,09300	0,18620	0,14700	0,26450	0,14700	0,26450	-	-	0,14700	0,26450	-	-	0,14700	0,26450	0,14700	0,26450	2023
Дизель CG12V190 для привода бур. насоса №2 RL2NB-800, 882кВт	1931	-	-	0,14700	0,26450	0,14700	0,26450	-	-	0,14700	0,26450	-	-	0,14700	0,26450	0,14700	0,26450	2023
Дизель привода лебедки и ротора типа CAT-15, 350кВт	1932	0,04860	0,12190	0,04860	0,08950	0,04860	0,08950	-	-	0,04860	0,08950	-	-	0,04860	0,08950	0,04860	0,08950	2023
Дизель установки CAT-18, 522кВт	1933	0,04190	0,09340	0,07250	0,13750	0,07250	0,13750	-	-	0,07250	0,13750	-	-	0,07250	0,13750	0,07250	0,13750	2023
Дизельная установка CAT-9 ДЭС- 224	1934	-	-	0,03110	0,09770	0,03110	0,09770	-	-	0,03110	0,09770	-	-	0,03110	0,09770	0,03110	0,09770	2023
Осветительная мачта Atlas, 15кВт	1935	0,00290	0,00340	0,00290	0,00490	0,00290	0,00490	-	-	0,00290	0,00490	-	-	0,00290	0,00490	0,00290	0,00490	2023
Бойлер 80HP	1936	0,00049	0,00179	0,00299	0,01011	0,00299	0,01011	-	-	0,00299	0,01011	-	-	0,00299	0,01011	0,00299	0,01011	2023
Дизель генератора сварочного агр. Д-144, 37кВт	1937	0,00720	0,00038	0,00720	0,00240	0,00720	0,00240	-	-	0,00720	0,00240	-	-	0,00720	0,00240	0,00720	0,00240	2023
Дизель установки насоса ГРП (SPF-743), 414кВт	1941	0,27580	0,09280	0,05750	0,03720	0,05750	0,03720	-	-	0,05750	0,03720	-	-	0,05750	0,03720	0,05750	0,03720	2023
Дизель установки насоса ГРП (SPF-743), 414кВт	1942	-	-	0,05750	0,03720	0,05750	0,03720	-	-	0,05750	0,03720	-	-	0,05750	0,03720	0,05750	0,03720	2023
Дизель установки насоса ГРП (SPF-743), 414кВт	1943	-	-	0,05750	0,03720	0,05750	0,03720	-	-	0,05750	0,03720	-	-	0,05750	0,03720	0,05750	0,03720	2023
Дизель установки насоса ГРП (SPF-743), 414кВт	1944	-	-	0,05750	0,03720	0,05750	0,03720	-	-	0,05750	0,03720	-	-	0,05750	0,03720	0,05750	0,03720	2023
ДЭС CAT-32 пескосмесительной	1945	0,04340	0,03720	0,04340	0,01450	0,04340	0,01450	-	-	0,04340	0,01450	-	-	0,04340	0,01450	0,04340	0,01450	2023

Производство цех, участок	Номер ист. выб-роса	Ориентировочные нормативы выбросы загрязняющих веществ																Год дости-жения НДВ
		существующее положение на 2022 год		на 2023 год		на 2024 год		на 2025 год		на 2026 год		на 2027 год		на периоды 2028-2032 гг. и 2033-2037 гг.		НДВ		
Код и наименование ЗВ		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
установки (Тягач Peterbilt), 313кВт																		
Дизель CAT-3412E затрубного насоса, 370кВт	1946	0,06130	0,02600	0,05140	0,03720	0,05140	0,03720	-	-	0,05140	0,03720	-	-	0,05140	0,03720	0,05140	0,03720	2023
Дизель нагнетательной установки (SUS-235), 147кВт	1947	0,02040	0,01080	0,02040	0,00540	0,02040	0,00540	-	-	0,02040	0,00540	-	-	0,02040	0,00540	0,02040	0,00540	2023
Дизель модуля управления, 25кВт	1948	0,00490	0,00440	0,00490	0,00220	0,00490	0,00220	-	-	0,00490	0,00220	-	-	0,00490	0,00220	0,00490	0,00220	2023
Диз.двиг. CUMMINS QSB7 для подачи пропанта, 313кВт	1949	0,04580	0,04300	0,04340	0,02060	0,04340	0,02060	-	-	0,04340	0,02060	-	-	0,04340	0,02060	0,04340	0,02060	2023
Дизель генератора, 64кВт	1950	0,00880	0,00920	0,01240	0,00770	0,01240	0,00770	-	-	0,01240	0,00770	-	-	0,01240	0,00770	0,01240	0,00770	2023
Парогенератор с теплообменником Dutchoffshore	1951	0,00299	0,00258	0,00299	0,00129	0,00299	0,00129	-	-	0,00299	0,00129	-	-	0,00299	0,00129	0,00299	0,00129	2023
Установка ПАП-60/80. ДЭС ЯМЗ-238ДЕ-2, 220кВт	1952	-	-	0,03060	0,01260	0,03060	0,01260	-	-	0,03060	0,01260	-	-	0,03060	0,01260	0,03060	0,01260	2023
ДизельG12V190 привода бур. насоса №1 SL3NB-1300, 800кВт	1953	0,03380	0,02020	0,13330	0,04800	0,13330	0,04800	-	-	0,13330	0,04800	-	-	0,13330	0,04800	0,13330	0,04800	2023
ДизельG12V190 привода бур. насоса №2 SL3NB-1300, 800кВт	1954	-	-	0,13330	0,04800	0,13330	0,04800	-	-	0,13330	0,04800	-	-	0,13330	0,04800	0,13330	0,04800	2023
ДЭС ЯМЗ-238, 100кВт	1955	0,01390	0,02440	0,01390	0,00490	0,01390	0,00490	-	-	0,01390	0,00490	-	-	0,01390	0,00490	0,01390	0,00490	2023
ДЭС ЯМЗ-7511, 200кВт	1956	-	-	0,02780	0,01040	0,02780	0,01040	-	-	0,02780	0,01040	-	-	0,02780	0,01040	0,02780	0,01040	2023
Осветительная мачта PCA POWER 400MLT, 8,25кВт	1957	0,00140	0,00060	0,00160	0,00140	0,00160	0,00140	-	-	0,00160	0,00140	-	-	0,00160	0,00140	0,00160	0,00140	2023
Итого		*0,7065761*	*0,6782475*	*1,2494761*	*1,2423*	*1,2494761*	*1,2423*	-	-	*1,2494761*	*1,2423*	-	-	*1,2494761*	*1,2423*	*1,2494761*	*1,2423*	
Неорганизованныеисточники																		
Итого		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего по ЗВ		**0,706576**	**0,678248**	**1,249476**	**1,242300**	**1,249476**	**1,242300**	**-**	**-**	**1,249476**	**1,242300**	**-**	**-**	**1,249476**	**1,242300**	**1,249476**	**1,242300**	
(0330) Сера диоксид (516)																		
Организованныеисточники																		
Дизель канатного подъем. типа LandLine D на базе MAN, 294кВт	1914	-	-	0,09800	0,02060	0,09800	0,02060	-	-	0,09800	0,02060	-	-	0,09800	0,02060	0,09800	0,02060	2023
Дизель CG12V190 для привода бур. насоса №1 RL2NB-800, 882кВт	1930	0,37180	0,74480	0,29400	0,52900	0,29400	0,52900	-	-	0,29400	0,52900	-	-	0,29400	0,52900	0,29400	0,52900	2023
Дизель CG12V190 для привода бур. насоса №2 RL2NB-800, 882кВт	1931	-	-	0,29400	0,52900	0,29400	0,52900	-	-	0,29400	0,52900	-	-	0,29400	0,52900	0,29400	0,52900	2023
Дизель привода лебедки и ротора типа CAT-15, 350кВт	1932	0,11670	0,30480	0,11670	0,22370	0,11670	0,22370	-	-	0,11670	0,22370	-	-	0,11670	0,22370	0,11670	0,22370	2023

Производство цех, участок	Номер ист. выб-роса	Ориентировочные нормативы выбросы загрязняющих веществ																Год дости-жения НДВ
		существующее положение на 2022 год		на 2023 год		на 2024 год		на 2025 год		на 2026 год		на 2027 год		на периоды 2028-2032 гг. и 2033-2037 гг.		НДВ		
Код и наименование ЗВ		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
Дизель установки CAT-18, 522кВт	1933	0,10050	0,23330	0,17400	0,34380	0,17400	0,34380	-	-	0,17400	0,34380	-	-	0,17400	0,34380	0,17400	0,34380	2023
Дизельная установка CAT-9 ДЭС- 224	1934	-	-	0,07470	0,24430	0,07470	0,24430	-	-	0,07470	0,24430	-	-	0,07470	0,24430	0,07470	0,24430	2023
Осветительная мачта Atlas, 15кВт	1935	0,00460	0,00500	0,00460	0,00740	0,00460	0,00740	-	-	0,00460	0,00740	-	-	0,00460	0,00740	0,00460	0,00740	2023
Бойлер 80HP	1936	0,01143	0,04173	0,07023	0,23787	0,07023	0,23787	-	-	0,07023	0,23787	-	-	0,07023	0,23787	0,07023	0,23787	2023
Дизель генератора сварочного агр. Д-144, 37кВт	1937	0,01130	0,00060	0,01130	0,00360	0,01130	0,00360	-	-	0,01130	0,00360	-	-	0,01130	0,00360	0,01130	0,00360	2023
Дизель установки насоса ГРП (SPF-743), 414кВт	1941	0,55160	0,18580	0,13790	0,09290	0,13790	0,09290	-	-	0,13790	0,09290	-	-	0,13790	0,09290	0,13790	0,09290	2023
Дизель установки насоса ГРП (SPF-743), 414кВт	1942	-	-	0,13790	0,09290	0,13790	0,09290	-	-	0,13790	0,09290	-	-	0,13790	0,09290	0,13790	0,09290	2023
Дизель установки насоса ГРП (SPF-743), 414кВт	1943	-	-	0,13790	0,09290	0,13790	0,09290	-	-	0,13790	0,09290	-	-	0,13790	0,09290	0,13790	0,09290	2023
Дизель установки насоса ГРП (SPF-743), 414кВт	1944	-	-	0,13790	0,09290	0,13790	0,09290	-	-	0,13790	0,09290	-	-	0,13790	0,09290	0,13790	0,09290	2023
ДЭС CAT-32 пескосмесительной установки (Тягач Peterbilt), 313кВт	1945	0,10420	0,09280	0,10420	0,03620	0,10420	0,03620	-	-	0,10420	0,03620	-	-	0,10420	0,03620	0,10420	0,03620	2023
Дизель CAT-3412E затрубного насоса, 370кВт	1946	0,14710	0,06500	0,12330	0,09290	0,12330	0,09290	-	-	0,12330	0,09290	-	-	0,12330	0,09290	0,12330	0,09290	2023
Дизель нагнетательной установки (SUS-235), 147кВт	1947	0,04900	0,02700	0,04900	0,01350	0,04900	0,01350	-	-	0,04900	0,01350	-	-	0,04900	0,01350	0,04900	0,01350	2023
Дизель модуля управления, 25кВт	1948	0,00760	0,00660	0,00760	0,00330	0,00760	0,00330	-	-	0,00760	0,00330	-	-	0,00760	0,00330	0,00760	0,00330	2023
Диз.двиг. CUMMINS QSB7 для подачи пропанта, 313кВт	1949	0,11000	0,10720	0,10420	0,05160	0,10420	0,05160	-	-	0,10420	0,05160	-	-	0,10420	0,05160	0,10420	0,05160	2023
Дизель генератора, 64кВт	1950	0,01380	0,01360	0,01960	0,01160	0,01960	0,01160	-	-	0,01960	0,01160	-	-	0,01960	0,01160	0,01960	0,01160	2023
Парогенератор с теплообменником Dutchoffshore	1951	0,07023	0,06068	0,07023	0,03034	0,07023	0,03034	-	-	0,07023	0,03034	-	-	0,07023	0,03034	0,07023	0,03034	2023
Установка ПАП-60/80. ДЭС ЯМЗ-238ДЕ-2, 220кВт	1952	-	-	0,07330	0,03140	0,07330	0,03140	-	-	0,07330	0,03140	-	-	0,07330	0,03140	0,07330	0,03140	2023
ДизельG12V190 привода бур. насоса №1 SL3NB-1300, 800кВт	1953	0,08100	0,05020	0,26670	0,09600	0,26670	0,09600	-	-	0,26670	0,09600	-	-	0,26670	0,09600	0,26670	0,09600	2023
ДизельG12V190 привода бур. насоса №2 SL3NB-1300, 800кВт	1954	-	-	0,26670	0,09600	0,26670	0,09600	-	-	0,26670	0,09600	-	-	0,26670	0,09600	0,26670	0,09600	2023
ДЭС ЯМЗ-238, 100кВт	1955	0,03330	0,06100	0,03330	0,01240	0,03330	0,01240	-	-	0,03330	0,01240	-	-	0,03330	0,01240	0,03330	0,01240	2023
ДЭС ЯМЗ-7511, 200кВт	1956	-	-	0,06670	0,02590	0,06670	0,02590	-	-	0,06670	0,02590	-	-	0,06670	0,02590	0,06670	0,02590	2023

Производство цех, участок	Номер ист. выб-роса	Ориентировочные нормативы выбросы загрязняющих веществ																Год дости-жения НДВ
		существующее положение на 2022 год		на 2023 год		на 2024 год		на 2025 год		на 2026 год		на 2027 год		на периоды 2028-2032 гг. и 2033-2037 гг.		НДВ		
Код и наименование ЗВ		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
Осветительная мачта РСА POWER 400MLT, 8,25кВт	1957	0,00210	0,00080	0,00250	0,00210	0,00250	0,00210	-	-	0,00250	0,00210	-	-	0,00250	0,00210	0,00250	0,00210	2023
Итого		*1,7862633*	*2,0009114*	*2,8764633*	*3,0141128*	*2,8764633*	*3,0141128*	-	-	*2,8764633*	*3,0141128*	-	-	*2,8764633*	*3,0141128*	*2,8764633*	*3,0141128*	
Неорганизованные источники																		
Итого		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего по ЗВ		**1,786263**	**2,000911**	**2,876463**	**3,014113**	**2,876463**	**3,014113**	**-**	**-**	**2,876463**	**3,014113**	**-**	**-**	**2,876463**	**3,014113**	**2,876463**	**3,014113**	
(0333) Сероводород (518)																		
Организованные источники																		
Полигон 2 КРС	1910	5,49E-05	1,18E-05	5,49E-05	9,63E-06	5,49E-05	9,63E-06	-	-	5,49E-05	9,63E-06	-	-	5,49E-05	9,63E-06	5,49E-05	9,63E-06	2023
Итого		*0,0000549*	*1,183E-05*	*0,0000549*	*9,63E-06*	*0,0000549*	*9,63E-06*	-	-	*0,0000549*	*9,63E-06*	-	-	*0,0000549*	*9,63E-06*	*0,0000549*	*9,63E-06*	
Неорганизованные источники																		
Склад ГСМ	6907	0,0000025	8,88E-06	2,50E-06	1,28E-05	2,50E-06	1,28E-05	-	-	2,50E-06	1,28E-05	-	-	2,50E-06	1,28E-05	2,50E-06	1,28E-05	2023
Итого		*0,0000025*	*8,88E-06*	*0,0000025*	*1,278E-05*	*0,0000025*	*1,278E-05*	-	-	*0,0000025*	*1,278E-05*	-	-	*0,0000025*	*1,278E-05*	*0,0000025*	*1,278E-05*	
Всего по ЗВ		**0,000057**	**0,000021**	**0,000057**	**0,000022**	**0,000057**	**0,000022**	**-**	**-**	**0,000057**	**0,000022**	**-**	**-**	**0,000057**	**0,000022**	**0,000057**	**0,000022**	
(0337) Окись углерода (584)																		
Организованные источники																		
Дизель канатного подъем. типа LandLine D на базе MAN, 294кВт	1914	-	-	0,50630	0,10690	0,50630	0,10690	-	-	0,50630	0,10690	-	-	0,50630	0,10690	0,50630	0,10690	2023
Дизель CG12V190 для привода бур. насоса №1 RL2NB-800, 882кВт	1930	1,40770	2,73110	1,76400	3,17380	1,76400	3,17380	-	-	1,76400	3,17380	-	-	1,76400	3,17380	1,76400	3,17380	2023
Дизель CG12V190 для привода бур. насоса №2 RL2NB-800, 882кВт	1931	-	-	1,76400	3,17380	1,76400	3,17380	-	-	1,76400	3,17380	-	-	1,76400	3,17380	1,76400	3,17380	2023
Дизель привода лебедки и ротора типа CAT-15, 350кВт	1932	0,60280	1,58520	0,60280	1,16330	0,60280	1,16330	-	-	0,60280	1,16330	-	-	0,60280	1,16330	0,60280	1,16330	2023
Дизель установки CAT-18, 522кВт	1933	0,51930	1,21350	0,89900	1,78760	0,89900	1,78760	-	-	0,89900	1,78760	-	-	0,89900	1,78760	0,89900	1,78760	2023
Дизельная установка CAT-9 ДЭС- 224	1934	-	-	0,38580	1,27060	0,38580	1,27060	-	-	0,38580	1,27060	-	-	0,38580	1,27060	0,38580	1,27060	2023
Осветительная мачта Atlas, 15кВт	1935	0,03000	0,03400	0,03000	0,04920	0,03000	0,04920	-	-	0,03000	0,04920	-	-	0,03000	0,04920	0,03000	0,04920	2023
Бойлер 80HP	1936	0,02660	0,09710	0,16340	0,55342	0,16340	0,55342	-	-	0,16340	0,55342	-	-	0,16340	0,55342	0,16340	0,55342	2023
Дизель генератора сварочного агр. Д-144, 37кВт	1937	0,07400	0,00380	0,07400	0,02430	0,07400	0,02430	-	-	0,07400	0,02430	-	-	0,07400	0,02430	0,07400	0,02430	2023
Дизель установки насоса ГРП (SPF-743), 414кВт	1941	3,30980	1,11460	0,71250	0,48300	0,71250	0,48300	-	-	0,71250	0,48300	-	-	0,71250	0,48300	0,71250	0,48300	2023
Дизель установки насоса ГРП (SPF-743), 414кВт	1942	-	-	0,71250	0,48300	0,71250	0,48300	-	-	0,71250	0,48300	-	-	0,71250	0,48300	0,71250	0,48300	2023
Дизель установки насоса ГРП (SPF-743), 414кВт	1943	-	-	0,71250	0,48300	0,71250	0,48300	-	-	0,71250	0,48300	-	-	0,71250	0,48300	0,71250	0,48300	2023
Дизель установки насоса ГРП (SPF-743), 414кВт	1944	-	-	0,71250	0,48300	0,71250	0,48300	-	-	0,71250	0,48300	-	-	0,71250	0,48300	0,71250	0,48300	2023
ДЭС CAT-32 пескосмесительной	1945	0,53830	0,48300	0,53830	0,18840	0,53830	0,18840	-	-	0,53830	0,18840	-	-	0,53830	0,18840	0,53830	0,18840	2023

Производство цех, участок	Номер ист. выб-роса	Ориентировочные нормативы выбросы загрязняющих веществ																Год дости-жения НДВ
		существующее положение на 2022 год		на 2023 год		на 2024 год		на 2025 год		на 2026 год		на 2027 год		на периоды 2028-2032 гг. и 2033-2037 гг.		НДВ		
Код и наименование ЗВ		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
установки (Тягач Peterbilt), 313кВт																		
Дизель CAT-3412E затрубного насоса, 370кВт	1946	0,76000	0,33800	0,63720	0,48300	0,63720	0,48300	-	-	0,63720	0,48300	-	-	0,63720	0,48300	0,63720	0,48300	2023
Дизель нагнетательной установки (SUS-235), 147кВт	1947	0,25330	0,14040	0,25330	0,07020	0,25330	0,07020	-	-	0,25330	0,07020	-	-	0,25330	0,07020	0,25330	0,07020	2023
Дизель модуля управления, 25кВт	1948	0,05500	0,04340	0,05500	0,02170	0,05500	0,02170	-	-	0,05500	0,02170	-	-	0,05500	0,02170	0,05500	0,02170	2023
Диз.двиг. CUMMINS QSB7 для подачи пропанта, 313кВт	1949	0,56830	0,55800	0,53830	0,26830	0,53830	0,26830	-	-	0,53830	0,26830	-	-	0,53830	0,26830	0,53830	0,26830	2023
Дизель генератора, 64кВт	1950	0,09000	0,09100	0,12800	0,07740	0,12800	0,07740	-	-	0,12800	0,07740	-	-	0,12800	0,07740	0,12800	0,07740	2023
Парогенератор с теплообменником Dutchoffshore	1951	0,16340	0,14118	0,16340	0,07059	0,16340	0,07059	-	-	0,16340	0,07059	-	-	0,16340	0,07059	0,16340	0,07059	2023
Установка ПАП-60/80. ДЭС ЯМЗ-238ДЕ-2, 220кВт	1952	-	-	0,37890	0,16340	0,37890	0,16340	-	-	0,37890	0,16340	-	-	0,37890	0,16340	0,37890	0,16340	2023
ДизельG12V190 привода бур. насоса №1 SL3NB-1300, 800кВт	1953	0,41850	0,26140	1,60000	0,57580	1,60000	0,57580	-	-	1,60000	0,57580	-	-	1,60000	0,57580	1,60000	0,57580	2023
ДизельG12V190 привода бур. насоса №2 SL3NB-1300, 800кВт	1954	-	-	1,60000	0,57580	1,60000	0,57580	-	-	1,60000	0,57580	-	-	1,60000	0,57580	1,60000	0,57580	2023
ДЭС ЯМЗ-238, 100кВт	1955	0,17220	0,31800	0,17220	0,06430	0,17220	0,06430	-	-	0,17220	0,06430	-	-	0,17220	0,06430	0,17220	0,06430	2023
ДЭС ЯМЗ-7511, 200кВт	1956			0,34440	0,13460	0,34440	0,13460	-	-	0,34440	0,13460	-	-	0,34440	0,13460	0,34440	0,13460	2023
Осветительная мачта РСА POWER 400MLT, 8,25кВт	1957	0,01400	0,00560	0,01650	0,01400	0,01650	0,01400	-	-	0,01650	0,01400	-	-	0,01650	0,01400	0,01650	0,01400	2023
Итого		*9,0032*	*9,15928*	*15,4648*	*15,942409*	*15,4648*	*15,942409*	-	-	*15,4648*	*15,942409*	-	-	*15,4648*	*15,942409*	*15,4648*	*15,942409*	
Неорганизованные источники																		
Сварочные работы	6904	0,02131	0,0108	0,01761	0,00449	0,01761	0,00449	-	-	0,01761	0,00449	-	-	0,01761	0,00449	0,01761	0,00449	2023
Итого		*0,02131*	*0,0108*	*0,01761*	*0,00449*	*0,01761*	*0,00449*	-	-	*0,01761*	*0,00449*	-	-	*0,01761*	*0,00449*	*0,01761*	*0,00449*	
Всего по ЗВ		**9,024510**	**9,170080**	**15,482410**	**15,946899**	**15,482410**	**15,946899**	**-**	**-**	**15,482410**	**15,946899**	**-**	**-**	**15,482410**	**15,946899**	**15,482410**	**15,946899**	
(0342) Фтористые газ. соед. (617)																		
Организованные источники																		
Итого		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Неорганизованные источники																		
Сварочные работы	6904	0,00026	0,00001395	0,00026	0,00006975	0,00026	0,00006975	-	-	0,00026	0,00006975	-	-	0,00026	0,00006975	0,00026	0,00006975	2023
Итого		*0,00026*	*1,395E-05*	*0,00026*	*6,975E-05*	*0,00026*	*6,975E-05*	-	-	*0,00026*	*6,975E-05*	-	-	*0,00026*	*6,975E-05*	*0,00026*	*6,975E-05*	
Всего по ЗВ		**0,000260**	**0,000014**	**0,000260**	**0,000070**	**0,000260**	**0,000070**	**-**	**-**	**0,000260**	**0,000070**	**-**	**-**	**0,000260**	**0,000070**	**0,000260**	**0,000070**	
(0344) Фториды неорг. плохо раств. (615)																		
Организованные источники																		
Итого		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Неорганизованные источники																		
Сварочные работы	6904	0,00028	0,000015	0,00028	0,000075	0,00028	0,000075	-	-	0,00028	0,000075	-	-	0,00028	0,000075	0,00028	0,000075	2023
Итого		*0,00028*	*0,000015*	*0,00028*	*0,000075*	*0,00028*	*0,000075*	-	-	*0,00028*	*0,000075*	-	-	*0,00028*	*0,000075*	*0,00028*	*0,000075*	
Всего по ЗВ		**0,000280**	**0,000015**	**0,000280**	**0,000075**	**0,000280**	**0,000075**	**-**	**-**	**0,000280**	**0,000075**	**-**	**-**	**0,000280**	**0,000075**	**0,000280**	**0,000075**	

Производство цех, участок	Номер ист. выб-роса	Ориентировочные нормативы выбросы загрязняющих веществ																Год дости-жения НДВ
		существующее положение на 2022 год		на 2023 год		на 2024 год		на 2025 год		на 2026 год		на 2027 год		на периоды 2028-2032 гг. и 2033-2037 гг.		НДВ		
Код и наименование ЗВ		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
(0703) 3,4-Бензпирен (54)																		
Организованные источники																		
Дизель канатного подъем. типа LandLine D на базе MAN, 294кВт	1914	-	-	9,80E-07	2,26E-07	9,80E-07	2,26E-07	-	-	9,80E-07	2,26E-07	-	-	9,80E-07	2,26E-07	9,80E-07	2,26E-07	2023
Дизель CG12V190 для привода бур. насоса №1 RL2NB-800, 882кВт	1930	2,92E-06	5,58E-06	3,19E-06	5,82E-06	3,19E-06	5,82E-06	-	-	3,19E-06	5,82E-06	-	-	3,19E-06	5,82E-06	3,19E-06	5,82E-06	2023
Дизель CG12V190 для привода бур. насоса №2 RL2NB-800, 882кВт	1931	-	-	3,19E-06	5,82E-06	3,19E-06	5,82E-06	-	-	3,19E-06	5,82E-06	-	-	3,19E-06	5,82E-06	3,19E-06	5,82E-06	2023
Дизель привода лебедки и ротора типа CAT-15, 350кВт	1932	1,17E-06	3,35E-06	1,17E-06	2,46E-06	1,17E-06	2,46E-06	-	-	1,17E-06	2,46E-06	-	-	1,17E-06	2,46E-06	1,17E-06	2,46E-06	2023
Дизель установки CAT-18, 522кВт	1933	1,01E-06	2,56E-06	1,74E-06	3,78E-06	1,74E-06	3,78E-06	-	-	1,74E-06	3,78E-06	-	-	1,74E-06	3,78E-06	1,74E-06	3,78E-06	2023
Дизельная установка CAT-9 ДЭС- 224	1934	-	-	7,47E-07	2,69E-06	7,47E-07	2,69E-06	-	-	7,47E-07	2,69E-06	-	-	7,47E-07	2,69E-06	7,47E-07	2,69E-06	2023
Осветительная мачта Atlas, 15кВт	1935	5,40E-08	6,22E-08	5,40E-08	9,01E-08	5,40E-08	9,01E-08	-	-	5,40E-08	9,01E-08	-	-	5,40E-08	9,01E-08	5,40E-08	9,01E-08	2023
Бойлер 80HP	1936	7,00E-09	2,56E-08	4,30E-08	1,46E-07	4,30E-08	1,46E-07	-	-	4,30E-08	1,46E-07	-	-	4,30E-08	1,46E-07	4,30E-08	1,46E-07	2023
Дизель генератора сварочного агр. Д-144, 37кВт	1937	1,34E-07	7,00E-09	1,34E-07	4,45E-08	1,34E-07	4,45E-08	-	-	1,34E-07	4,45E-08	-	-	1,34E-07	4,45E-08	1,34E-07	4,45E-08	2023
Дизель установки насоса ГРП (SPF-743), 414кВт	1941	5,98E-06	2,04E-06	1,38E-06	1,02E-06	1,38E-06	1,02E-06	-	-	1,38E-06	1,02E-06	-	-	1,38E-06	1,02E-06	1,38E-06	1,02E-06	2023
Дизель установки насоса ГРП (SPF-743), 414кВт	1942	-	-	1,38E-06	1,02E-06	1,38E-06	1,02E-06	-	-	1,38E-06	1,02E-06	-	-	1,38E-06	1,02E-06	1,38E-06	1,02E-06	2023
Дизель установки насоса ГРП (SPF-743), 414кВт	1943	-	-	1,38E-06	1,02E-06	1,38E-06	1,02E-06	-	-	1,38E-06	1,02E-06	-	-	1,38E-06	1,02E-06	1,38E-06	1,02E-06	2023
Дизель установки насоса ГРП (SPF-743), 414кВт	1944	-	-	1,38E-06	1,02E-06	1,38E-06	1,02E-06	-	-	1,38E-06	1,02E-06	-	-	1,38E-06	1,02E-06	1,38E-06	1,02E-06	2023
ДЭС CAT-32 пескосмесительной установки (Тягач Peterbilt), 313кВт	1945	1,04E-06	1,02E-06	1,04E-06	3,98E-07	1,04E-06	3,98E-07	-	-	1,04E-06	3,98E-07	-	-	1,04E-06	3,98E-07	1,04E-06	3,98E-07	2023
Дизель CAT-3412E затрубного насоса, 370кВт	1946	1,47E-06	7,16E-07	1,23E-06	1,02E-06	1,23E-06	1,02E-06	-	-	1,23E-06	1,02E-06	-	-	1,23E-06	1,02E-06	1,23E-06	1,02E-06	2023
Дизель нагнетательной установки (SUS-235), 147кВт	1947	4,90E-07	2,96E-07	4,90E-07	1,48E-07	4,90E-07	1,48E-07	-	-	4,90E-07	1,48E-07	-	-	4,90E-07	1,48E-07	4,90E-07	1,48E-07	2023
Дизель модуля управления, 25кВт	1948	9,00E-08	7,94E-08	9,00E-08	3,97E-08	9,00E-08	3,97E-08	-	-	9,00E-08	3,97E-08	-	-	9,00E-08	3,97E-08	9,00E-08	3,97E-08	2023
Диз.двиг. CUMMINS QSB7 для подачи пропанта, 313кВт	1949	1,10E-06	1,18E-06	1,04E-06	5,68E-07	1,04E-06	5,68E-07	-	-	1,04E-06	5,68E-07	-	-	1,04E-06	5,68E-07	1,04E-06	5,68E-07	2023
Дизель генератора, 64кВт	1950	1,63E-07	1,67E-07	2,31E-07	1,42E-07	2,31E-07	1,42E-07	-	-	2,31E-07	1,42E-07	-	-	2,31E-07	1,42E-07	2,31E-07	1,42E-07	2023

Производство цех, участок	Номер ист. выброса	Ориентировочные нормативы выбросы загрязняющих веществ																Год достижения НДВ
		существующее положение на 2022 год		на 2023 год		на 2024 год		на 2025 год		на 2026 год		на 2027 год		на периоды 2028-2032 гг. и 2033-2037 гг.		НДВ		
Код и наименование ЗВ		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
Парогенератор с теплообменником Dutchoffshore	1951	4,30E-08	3,71E-08	4,30E-08	1,86E-08	4,30E-08	1,86E-08	-	-	4,30E-08	1,86E-08	-	-	4,30E-08	1,86E-08	4,30E-08	1,86E-08	2023
Установка ПАП-60/80. ДЭС ЯМЗ-238ДЕ-2, 220кВт	1952	-	-	7,33E-07	3,46E-07	7,33E-07	3,46E-07	-	-	7,33E-07	3,46E-07	-	-	7,33E-07	3,46E-07	7,33E-07	3,46E-07	2023
ДизельG12V190 привода бур. насоса №1 SL3NB-1300, 800кВт	1953	8,10E-07	5,54E-07	2,89E-06	1,06E-06	2,89E-06	1,06E-06	-	-	2,89E-06	1,06E-06	-	-	2,89E-06	1,06E-06	2,89E-06	1,06E-06	2023
ДизельG12V190 привода бур. насоса №2 SL3NB-1300, 800кВт	1954	-	-	2,89E-06	1,06E-06	2,89E-06	1,06E-06	-	-	2,89E-06	1,06E-06	-	-	2,89E-06	1,06E-06	2,89E-06	1,06E-06	2023
ДЭС ЯМЗ-238, 100кВт	1955	3,33E-07	6,72E-07	3,30E-07	1,36E-07	3,30E-07	1,36E-07	-	-	3,30E-07	1,36E-07	-	-	3,30E-07	1,36E-07	3,30E-07	1,36E-07	2023
ДЭС ЯМЗ-7511, 200кВт	1956	-	-	6,67E-07	2,85E-07	6,67E-07	2,85E-07	-	-	6,67E-07	2,85E-07	-	-	6,67E-07	2,85E-07	6,67E-07	2,85E-07	2023
Осветительная мачта PCA POWER 400MLT, 8,25кВт	1957	2,50E-08	1,03E-08	3,00E-08	2,57E-08	3,00E-08	2,57E-08	-	-	3,00E-08	2,57E-08	-	-	3,00E-08	2,57E-08	3,00E-08	2,57E-08	2023
Итого		*1,684E-05*	*1,836E-05*	*2,847E-05*	*3,04E-05*	*2,847E-05*	*3,04E-05*	-	-	*2,847E-05*	*3,04E-05*	-	-	*2,847E-05*	*3,04E-05*	*2,847E-05*	*3,04E-05*	
Неорганизованные источники																		
Итого		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего по ЗВ		**0,000017**	**0,000018**	**0,000028**	**0,000030**	**0,000028**	**0,000030**	**-**	**-**	**0,000028**	**0,000030**	**-**	**-**	**0,000028**	**0,000030**	**0,000028**	**0,000030**	
(1325) Формальдегид (609)																		
Организованные источники																		
Дизель канатного подъем. типа LandLine D на базе MAN, 294кВт	1914	-	-	0,00980	0,00210	0,00980	0,00210	-	-	0,00980	0,00210	-	-	0,00980	0,00210	0,00980	0,00210	2023
Дизель CG12V190 для привода бур. насоса №1 RL2NB-800, 882кВт	1930	0,02660	0,04960	0,03680	0,06350	0,03680	0,06350	-	-	0,03680	0,06350	-	-	0,03680	0,06350	0,03680	0,06350	2023
Дизель CG12V190 для привода бур. насоса №2 RL2NB-800, 882кВт	1931	-	-	0,03680	0,06350	0,03680	0,06350	-	-	0,03680	0,06350	-	-	0,03680	0,06350	0,03680	0,06350	2023
Дизель привода лебедки и ротора типа CAT-15, 350кВт	1932	0,01170	0,03050	0,01170	0,02240	0,01170	0,02240	-	-	0,01170	0,02240	-	-	0,01170	0,02240	0,01170	0,02240	2023
Дизель установки CAT-18, 522кВт	1933	0,01010	0,02330	0,01740	0,03440	0,01740	0,03440	-	-	0,01740	0,03440	-	-	0,01740	0,03440	0,01740	0,03440	2023
Дизельная установка CAT-9 ДЭС- 224	1934	-	-	0,00750	0,02440	0,00750	0,02440	-	-	0,00750	0,02440	-	-	0,00750	0,02440	0,00750	0,02440	2023
Осветительная мачта Atlas, 15кВт	1935	0,00060	0,00060	0,00060	0,00100	0,00060	0,00100	-	-	0,00060	0,00100	-	-	0,00060	0,00100	0,00060	0,00100	2023
Дизель генератора сварочного агр. Д-144, 37кВт	1937	0,00150	0,00008	0,00150	0,00049	0,00150	0,00049	-	-	0,00150	0,00049	-	-	0,00150	0,00049	0,00150	0,00049	2023
Дизель установки насоса ГРП (SPF-743), 414кВт	1941	0,05900	0,02220	0,01380	0,00930	0,01380	0,00930	-	-	0,01380	0,00930	-	-	0,01380	0,00930	0,01380	0,00930	2023
Дизель установки насоса ГРП (SPF-743), 414кВт	1942	-	-	0,01380	0,00930	0,01380	0,00930	-	-	0,01380	0,00930	-	-	0,01380	0,00930	0,01380	0,00930	2023

Производство цех, участок	Номер ист. выб-роса	Ориентировочные нормативы выбросы загрязняющих веществ																Год дости-жения НДВ
		существующее положение на 2022 год		на 2023 год		на 2024 год		на 2025 год		на 2026 год		на 2027 год		на периоды 2028-2032 гг. и 2033-2037 гг.		НДВ		
Код и наименование ЗВ		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
Дизель установки насоса ГРП (SPF-743), 414кВт	1943	-	-	0,01380	0,00930	0,01380	0,00930	-	-	0,01380	0,00930	-	-	0,01380	0,00930	0,01380	0,00930	2023
Дизель установки насоса ГРП (SPF-743), 414кВт	1944	-	-	0,01380	0,00930	0,01380	0,00930	-	-	0,01380	0,00930	-	-	0,01380	0,00930	0,01380	0,00930	2023
ДЭС CAT-32 пескосмесительной установки (Тягач Peterbilt), 313кВт	1945	0,01040	0,00920	0,01040	0,00360	0,01040	0,00360	-	-	0,01040	0,00360	-	-	0,01040	0,00360	0,01040	0,00360	2023
Дизель CAT-3412E затрубного насоса, 370кВт	1946	0,01470	0,00660	0,01230	0,00930	0,01230	0,00930	-	-	0,01230	0,00930	-	-	0,01230	0,00930	0,01230	0,00930	2023
Дизель нагнетательной установки (SUS-235), 147кВт	1947	0,00490	0,00260	0,00490	0,00130	0,00490	0,00130	-	-	0,00490	0,00130	-	-	0,00490	0,00130	0,00490	0,00130	2023
Дизель модуля управления, 25кВт	1948	0,00100	0,00080	0,00100	0,00040	0,00100	0,00040	-	-	0,00100	0,00040	-	-	0,00100	0,00040	0,00100	0,00040	2023
Диз.двиг. CUMMINS QSB7 для подачи пропанта, 313кВт	1949	0,01100	0,01080	0,01040	0,00520	0,01040	0,00520	-	-	0,01040	0,00520	-	-	0,01040	0,00520	0,01040	0,00520	2023
Дизель генератора, 64кВт	1950	0,00190	0,00182	0,00270	0,00150	0,00270	0,00150	-	-	0,00270	0,00150	-	-	0,00270	0,00150	0,00270	0,00150	2023
Установка ПАП-60/80. ДЭС ЯМЗ-238ДЕ-2, 220кВт	1952	-	-	0,00730	0,00310	0,00730	0,00310	-	-	0,00730	0,00310	-	-	0,00730	0,00310	0,00730	0,00310	2023
ДизельG12V190 привода бур. насоса №1 SL3NB-1300, 800кВт	1953	0,00810	0,00500	0,03330	0,01150	0,03330	0,01150	-	-	0,03330	0,01150	-	-	0,03330	0,01150	0,03330	0,01150	2023
ДизельG12V190 привода бур. насоса №2 SL3NB-1300, 800кВт	1954	-	-	0,03330	0,01150	0,03330	0,01150	-	-	0,03330	0,01150	-	-	0,03330	0,01150	0,03330	0,01150	2023
ДЭС ЯМЗ-238, 100кВт	1955	0,00330	0,00610	0,00330	0,00120	0,00330	0,00120	-	-	0,00330	0,00120	-	-	0,00330	0,00120	0,00330	0,00120	2023
ДЭС ЯМЗ-7511, 200кВт	1956	-	-	0,00670	0,00260	0,00670	0,00260	-	-	0,00670	0,00260	-	-	0,00670	0,00260	0,00670	0,00260	2023
Осветительная мачта PCA POWER 400MLT, 8,25кВт	1957	0,00030	0,00020	0,00030	0,00030	0,00030	0,00030	-	-	0,00030	0,00030	-	-	0,00030	0,00030	0,00030	0,00030	2023
Итого		*0,1651*	*0,1693964*	*0,3032*	*0,300485*	*0,3032*	*0,300485*	-	-	*0,3032*	*0,300485*	-	-	*0,3032*	*0,300485*	*0,3032*	*0,300485*	
Неорганизованные источники																		
Итого		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего по ЗВ		**0,165100**	**0,169396**	**0,303200**	**0,300485**	**0,303200**	**0,300485**	**-**	**-**	**0,303200**	**0,300485**	**-**	**-**	**0,303200**	**0,300485**	**0,303200**	**0,300485**	
(2735) Масло мин. нефтяное (716*)																		
Организованные источники																		
Установка хранения масла	1911	0,0004117	0,0008754	0,0004117	0,0004387	0,0004117	0,0004387	-	-	0,0004117	0,0004387	-	-	0,0004117	0,0004387	0,0004117	0,0004387	2023
Итого		*0,0004117*	*0,0008754*	*0,0004117*	*0,0004387*	*0,0004117*	*0,0004387*	-	-	*0,0004117*	*0,0004387*	-	-	*0,0004117*	*0,0004387*	*0,0004117*	*0,0004387*	
Неорганизованные источники																		
Склад ГСМ	6907	0,0009	0,003174	0,0009	0,004567	0,0009	0,004567	-	-	0,0009	0,004567	-	-	0,0009	0,004567	0,0009	0,004567	2023
Итого		*0,0009*	*0,003174*	*0,0009*	*0,004567*	*0,0009*	*0,004567*	-	-	*0,0009*	*0,004567*	-	-	*0,0009*	*0,004567*	*0,0009*	*0,004567*	
Всего по ЗВ		**0,001312**	**0,004049**	**0,001312**	**0,005006**	**0,001312**	**0,005006**	**-**	**-**	**0,001312**	**0,005006**	**-**	**-**	**0,001312**	**0,005006**	**0,001312**	**0,005006**	
(2754) Углеводороды пред. С12-С19 (10)																		
Организованные источники																		

Производство цех, участок	Номер ист. выброса	Ориентировочные нормативы выбросы загрязняющих веществ																Год достижения НДВ
		существующее положение на 2022 год		на 2023 год		на 2024 год		на 2025 год		на 2026 год		на 2027 год		на периоды 2028-2032 гг. и 2033-2037 гг.		НДВ		
Код и наименование ЗВ		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
Установка хранения топлива. Емкость диз.топлива	1910	0,01955	0,00421	0,01955	0,00343	0,01955	0,00343	-	-	0,01955	0,00343	-	-	0,01955	0,00343	0,01955	0,00343	2023
Дизель канатного подъем. типа LandLine D на базе MAN, 294кВт	1914	-	-	0,23680	0,04930	0,23680	0,04930	-	-	0,23680	0,04930	-	-	0,23680	0,04930	0,23680	0,04930	2023
Дизель CG12V190 для привода бур. насоса №1 RL2NB-800, 882кВт	1930	0,63740	1,24140	0,88200	1,58690	0,88200	1,58690	-	-	0,88200	1,58690	-	-	0,88200	1,58690	0,88200	1,58690	2023
Дизель CG12V190 для привода бур. насоса №2 RL2NB-800, 882кВт	1931	-	-	0,88200	1,58690	0,88200	1,58690	-	-	0,88200	1,58690	-	-	0,88200	1,58690	0,88200	1,58690	2023
Дизель привода лебедки и ротора типа CAT-15, 350кВт	1932	0,26190	0,73160	0,28190	0,53690	0,28190	0,53690	-	-	0,28190	0,53690	-	-	0,28190	0,53690	0,28190	0,53690	2023
Дизель установки CAT-18, 522кВт	1933	0,24290	0,56010	0,42050	0,82500	0,42050	0,82500	-	-	0,42050	0,82500	-	-	0,42050	0,82500	0,42050	0,82500	2023
Дизельная установка CAT-9 ДЭС- 224	1934	-	-	0,18040	0,58642	0,18040	0,58642	-	-	0,18040	0,58642	-	-	0,18040	0,58642	0,18040	0,58642	2023
Осветительная мачта Atlas, 15кВт	1935	0,01500	0,01700	0,01500	0,02460	0,01500	0,02460	-	-	0,01500	0,02460	-	-	0,01500	0,02460	0,01500	0,02460	2023
Дизель генератора сварочного агр. Д-144, 37кВт	1937	0,03700	0,00200	0,03700	0,01210	0,03700	0,01210	-	-	0,03700	0,01210	-	-	0,03700	0,01210	0,03700	0,01210	2023
Дизель установки насоса ГРП (SPF-743), 414кВт	1941	1,65490	0,55720	0,33330	0,22290	0,33330	0,22290	-	-	0,33330	0,22290	-	-	0,33330	0,22290	0,33330	0,22290	2023
Дизель установки насоса ГРП (SPF-743), 414кВт	1942	-	-	0,33330	0,22290	0,33330	0,22290	-	-	0,33330	0,22290	-	-	0,33330	0,22290	0,33330	0,22290	2023
Дизель установки насоса ГРП (SPF-743), 414кВт	1943	-	-	0,33330	0,22290	0,33330	0,22290	-	-	0,33330	0,22290	-	-	0,33330	0,22290	0,33330	0,22290	2023
Дизель установки насоса ГРП (SPF-743), 414кВт	1944	-	-	0,33330	0,22290	0,33330	0,22290	-	-	0,33330	0,22290	-	-	0,33330	0,22290	0,33330	0,22290	2023
ДЭС CAT-32 пескосмесительной установки (Тягач Peterbilt), 313кВт	1945	0,25180	0,22300	0,25180	0,08690	0,25180	0,08690	-	-	0,25180	0,08690	-	-	0,25180	0,08690	0,25180	0,08690	2023
Дизель CAT-3412E затрубного насоса, 370кВт	1946	0,35550	0,15600	0,29810	0,22290	0,29810	0,22290	-	-	0,29810	0,22290	-	-	0,29810	0,22290	0,29810	0,22290	2023
Дизель нагнетательной установки (SUS-235), 147кВт	1947	0,11850	0,06480	0,11850	0,03240	0,11850	0,03240	-	-	0,11850	0,03240	-	-	0,11850	0,03240	0,11850	0,03240	2023
Дизель модуля управления, 25кВт	1948	0,02500	0,02160	0,02500	0,01080	0,02500	0,01080	-	-	0,02500	0,01080	-	-	0,02500	0,01080	0,02500	0,01080	2023
Диз.двиг. CUMMINS QSB7 для подачи пропанта, 313кВт	1949	0,26580	0,25740	0,25180	0,12380	0,25180	0,12380	-	-	0,25180	0,12380	-	-	0,25180	0,12380	0,25180	0,12380	2023
Дизель генератора, 64кВт	1950	0,04500	0,04560	0,06400	0,03870	0,06400	0,03870	-	-	0,06400	0,03870	-	-	0,06400	0,03870	0,06400	0,03870	2023

Производство цех, участок	Номер ист. выброса	Ориентировочные нормативы выбросы загрязняющих веществ																Год достижения НДВ
		существующее положение на 2022 год		на 2023 год		на 2024 год		на 2025 год		на 2026 год		на 2027 год		на периоды 2028-2032 гг. и 2033-2037 гг.		НДВ		
Код и наименование ЗВ		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
Установка ПАП-60/80. ДЭС ЯМЗ-238ДЕ-2, 220кВт	1952	-	-	0,17720	0,07540	0,17720	0,07540	-	-	0,17720	0,07540	-	-	0,17720	0,07540	0,17720	0,07540	2023
ДизельG12V190 привода бур. насоса №1 SL3NB-1300, 800кВт	1953	0,19580	0,12060	0,80000	0,28790	0,80000	0,28790	-	-	0,80000	0,28790	-	-	0,80000	0,28790	0,80000	0,28790	2023
ДизельG12V190 привода бур. насоса №2 SL3NB-1300, 800кВт	1954	-	-	0,80000	0,28790	0,80000	0,28790	-	-	0,80000	0,28790	-	-	0,80000	0,28790	0,80000	0,28790	2023
ДЭС ЯМЗ-238, 100кВт	1955	0,08060	0,14650	0,08060	0,02970	0,08060	0,02970	-	-	0,08060	0,02970	-	-	0,08060	0,02970	0,08060	0,02970	2023
ДЭС ЯМЗ-7511, 200кВт	1956	-	-	0,16110	0,06210	0,16110	0,06210	-	-	0,16110	0,06210	-	-	0,16110	0,06210	0,16110	0,06210	2023
Осветительная мачта РСА POWER 400MLT, 8,25кВт	1957	0,00700	0,00280	0,00830	0,00700	0,00830	0,00700	-	-	0,00830	0,00700	-	-	0,00830	0,00700	0,00830	0,00700	2023
Итого		*4,21365*	*4,15181*	*7,32475*	*7,368652*	*7,32475*	*7,368652*	-	-	*7,32475*	*7,368652*	-	-	*7,32475*	*7,368652*	*7,32475*	*7,368652*	
Неорганизованные источники																		
Склад ГСМ	6907	0,000894	0,003167	0,000894	0,004559	0,000894	0,004559	-	-	0,000894	0,004559	-	-	0,000894	0,004559	0,000894	0,004559	2023
Итого		*0,000894*	*0,003167*	*0,000894*	*0,004559*	*0,000894*	*0,004559*	-	-	*0,000894*	*0,004559*	-	-	*0,000894*	*0,004559*	*0,000894*	*0,004559*	
Всего по ЗВ		**4,214544**	**4,154977**	**7,325644**	**7,373211**	**7,325644**	**7,373211**	**-**	**-**	**7,325644**	**7,373211**	**-**	**-**	**7,325644**	**7,373211**	**7,325644**	**7,373211**	
(2908) Пыль неорг., SiO2 в %: 70-20																		
Организованные источники																		
Итого		**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
Неорганизованные источники																		
Сварочные работы	6904	0,00028	0,000015	0,00028	0,000075	0,00028	0,000075	-	-	0,00028	0,000075	-	-	0,00028	0,000075	0,00028	0,000075	2023
Итого		*0,00028*	*0,000015*	*0,00028*	*0,000075*	*0,00028*	*0,000075*	-	-	*0,00028*	*0,000075*	-	-	*0,00028*	*0,000075*	*0,00028*	*0,000075*	
Всего по ЗВ		**0,000280**	**0,000015**	**0,000280**	**0,000075**	**0,000280**	**0,000075**	**-**	**-**	**0,000280**	**0,000075**	**-**	**-**	**0,000280**	**0,000075**	**0,000280**	**0,000075**	
Всего по предприятию:		**28,556969**	**29,080191**	**48,833471**	**49,680713**	**48,833471**	**49,680713**	**0,001650**	**0,002851**	**48,833471**	**49,683564**	**0,001650**	**0,002851**	**48,833471**	**49,694968**	**48,833471**	**49,683564**	
из них																		
Итого по организованным источникам:		***28,477193***	***29,058831***	***48,757394***	***49,654510***	***48,757394***	***49,654510***			***48,757394***	***49,654510***			***48,757394***	***49,654510***	***48,757394***	***49,654510***	
Итого по неорганизованным источникам:		***0,079776***	***0,021360***	***0,076076***	***0,026204***	***0,076076***	***0,026204***	***0,001650***	***0,002851***	***0,076076***	***0,029055***	***0,001650***	***0,002851***	***0,076076***	***0,040459***	***0,076076***	***0,029055***	

Таблица 4.2.6.5 Ориентировочные нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу по Подварианту 2а. Проведение КРС на скв. РП-6 и скв. РП-7, перевод скв. 9835 из ликвидированных в нагнетательные, бурение скв. Г-9 (по источникам и загрязняющим веществам)

Производство цех, участок	Номер ист. выброса	Ориентировочные нормативы выбросы загрязняющих веществ																Год достижения НДВ
		существующее положение на 2022 год		на 2023 год		на 2024 год		на 2025 год		на 2026 год		на 2027 год		на периоды 2028-2032 гг. и 2033-2037 гг.		НДВ		
Код и наименование ЗВ		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
(0123) Железо (II, III) оксиды (274)																		
Организованные источники																		
Итого		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Неорганизованные источники																		
Сварочные работы	6904	0,03586	0,0020159	0,03586	0,00815	0,03586	0,00815	0,03586	0,005508	0,03586	0,00815	-	-	0,03586	0,00815	0,03586	0,00815	2023
Итого		*0,03586*	*0,0020159*	*0,03586*	*0,00815*	*0,03586*	*0,00815*	*0,03586*	*0,005508*	*0,03586*	*0,00815*	-	-	*0,03586*	*0,00815*	*0,03586*	*0,00815*	
Всего по ЗВ		**0,035860**	**0,002016**	**0,035860**	**0,008150**	**0,035860**	**0,008150**	**0,035860**	**0,005508**	**0,035860**	**0,008150**	**-**	**-**	**0,035860**	**0,008150**	**0,035860**	**0,008150**	
(0126) Калий хлорид (301)																		
Организованные источники																		
Итого		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Неорганизованные источники																		
скв.Г-9.Участок приготовления бурового раствора	6908	-	-	-	-	-	-	0,04667	0,00002	-	-	-	-	-	-	0,04667	0,00002	2025
Итого		-	-	-	-	-	-	*0,04667*	*0,00002*	-	-	-	-	-	-	*0,04667*	*0,00002*	
Всего по ЗВ		-	-	-	-	-	-	**0,046670**	**0,000020**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**0,046670**	**0,000020**	
(0128) Кальций оксид (Негашеная известь) (635*)																		
Организованные источники																		
Итого		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Неорганизованные источники																		
скв.Г-9.Участок приготовления бурового раствора	6908	-	-	-	-	-	-	0,04667	0,00002	-	-	-	-	-	-	0,04667	0,00002	2025
Итого		-	-	-	-	-	-	*0,04667*	*0,00002*	-	-	-	-	-	-	*0,04667*	*0,00002*	
Всего по ЗВ		-	-	-	-	-	-	**0,046670**	**0,000020**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**0,046670**	**0,000020**	
(0143) Марганец (327)																		
Организованные источники																		
Итого		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Неорганизованные источники																		
Сварочные работы	6904	0,00053	0,00004295	0,00053	0,00019	0,00053	0,00019	0,00053	0,0001238	0,00053	0,00019	-	-	0,00053	0,00019	0,00053	0,00019	2023
Итого		*0,00053*	*0,00004295*	*0,00053*	*0,00019*	*0,00053*	*0,00019*	*0,00053*	*0,0001238*	*0,00053*	*0,00019*	-	-	*0,00053*	*0,00019*	*0,00053*	*0,00019*	
Всего по ЗВ		**0,000530**	**0,000043**	**0,000530**	**0,000190**	**0,000530**	**0,000190**	**0,000530**	**0,000124**	**0,000530**	**0,000190**	**-**	**-**	**0,000530**	**0,000190**	**0,000530**	**0,000190**	
(0150) Сода каустическая																		
Организованные источники																		
Итого		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Неорганизованные источники																		
скв.Г-9.Участок приготовления бурового раствора	6908	-	-	-	-	-	-	0,04667	1,532E-06	-	-	-	-	-	-	0,04667	1,532E-06	2025
Итого		-	-	-	-	-	-	*0,04667*	*1,532E-06*	-	-	-	-	-	-	*0,04667*	*1,532E-06*	
Всего по ЗВ		-	-	-	-	-	-	**0,046670**	**1,532E-06**	-	-	-	-	-	-	**0,046670**	**1,532E-06**	
(0155) Сода кальцинированная																		
Организованные источники																		
Итого		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Неорганизованные источники																		
скв.Г-9.Участок приготовления бурового раствора	6908	-	-	-	-	-	-	0,04667	1,532E-06	-	-	-	-	-	-	0,04667	1,532E-06	2025
Итого		-	-	-	-	-	-	*0,04667*	*1,532E-06*	-	-	-	-	-	-	*0,04667*	*1,532E-06*	
Всего по ЗВ		-	-	-	-	-	-	**0,046670**	**1,532E-06**	-	-	-	-	-	-	**0,046670**	**1,532E-06**	
(0301) Азота диоксид (4)																		
Организованные источники																		
скв.Г-9. ДЭС Д-144 сварочного агр. 37 кВт	1909	-	-	-	-	-	-	0,08470	0,00043	-	-	-	-	-	-	0,08470	0,00043	2025
Б/У А-50.Двигатель ЯМЗ 238 ДЕ-2 100 кВт	1913	-	-	-	-	-	-	0,21333	0,05376	-	-	-	-	-	-	0,21333	0,05376	2025
Дизель канат.подъем. типа LandLine D на базе MAN	1914	-	-	0,62720	0,13160	0,62720	0,13160	0,62720	0,13160	0,62720	0,13160	-	-	0,62720	0,13160	0,62720	0,13160	2023
Дизель цемент. техники ЗЦА-400	1915	-	-	-	-	-	-	1,04500	0,01630	-	-	-	-	-	-	1,04500	0,01630	2025
Дизель установки опрессовки АН-700	1916	-	-	-	-	-	-	1,06667	0,06993	-	-	-	-	-	-	1,06667	0,06993	2025

Производство цех, участок	Номер ист. выб-роса	Ориентировочные нормативы выбросы загрязняющих веществ																Год дос-тиже-ния НДВ
		существующее положение на 2022 год		на 2023 год		на 2024 год		на 2025 год		на 2026 год		на 2027 год		на периоды 2028-2032 гг. и 2033-2037 гг.		НДВ		
Код и наименование ЗВ		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
Дизель смесительной машины СМН-20	1917	-	-	-	-	-	-	0,62763	0,06271	-	-	-	-	-	-	0,62763	0,06271	2025
Бойлер	1918	-	-	-	-	-	-	0,00670	0,00345	-	-	-	-	-	-	0,00670	0,00345	2025
Дизель CG12V190 для бур. насоса №1 RL2NB-800	1930	1,78480	3,47610	2,11680	3,80860	2,11680	3,80860	2,11680	2,17630	2,11680	3,80860	-	-	2,11680	3,80860	2,11680	3,80860	2023
Дизель CG12V190 для бур. насоса №2 RL2NB-800	1931	-	-	2,11680	3,80860	2,11680	3,80860	2,11680	2,17630	2,11680	3,80860	-	-	2,11680	3,80860	2,11680	3,80860	2023
Дизель привода лебедки и ротора типа CAT-15	1932	0,74670	1,95100	0,74670	1,43180	0,74670	1,43180	0,74670	0,81816	0,74670	1,43180	-	-	0,74670	1,43180	0,74670	1,43180	2023
Дизель установки CAT-18, 522кВт	1933	0,64330	1,49340	1,11360	2,20010	1,11360	2,20010	1,11360	1,25721	1,11360	2,20010	-	-	1,11360	2,20010	1,11360	2,20010	2023
Дизельная установка CAT-9 ДЭС- 224	1934	-	-	0,47790	1,56380	0,47790	1,56380	0,47790	0,98711	0,47790	1,56380	-	-	0,47790	1,56380	0,47790	1,56380	2023
Осветительная мачта Atlas, 15кВт	1935	0,03430	0,03880	0,03430	0,05640	0,03430	0,05640	0,03430	0,03340	0,03430	0,05640	-	-	0,03430	0,05640	0,03430	0,05640	2023
Бойлер 80НР	1936	0,00665	0,02427	0,04090	0,13835	0,04090	0,13835	0,04090	0,07624	0,04090	0,13835	-	-	0,04090	0,13835	0,04090	0,13835	2023
Дизель генератора сварочного агр. Д-144	1937	0,08470	0,00440	0,08470	0,02780	0,08470	0,02780	0,08470	0,01792	0,08470	0,02780	-	-	0,08470	0,02780	0,08470	0,02780	2023
Дизель установки насоса ГРП (SPF-743)	1941	3,97170	1,33740	0,88260	0,59440	0,88260	0,59440	-	-	0,88260	0,59440	-	-	0,88260	0,59440	0,88260	0,59440	2023
Дизель установки насоса ГРП (SPF-743)	1942	-	-	0,88260	0,59440	0,88260	0,59440	-	-	0,88260	0,59440	-	-	0,88260	0,59440	0,88260	0,59440	2023
Дизель установки насоса ГРП (SPF-743)	1943	-	-	0,88260	0,59440	0,88260	0,59440	-	-	0,88260	0,59440	-	-	0,88260	0,59440	0,88260	0,59440	2023
Дизель установки насоса ГРП (SPF-743)	1944	-	-	0,88260	0,59440	0,88260	0,59440	-	-	0,88260	0,59440	-	-	0,88260	0,59440	0,88260	0,59440	2023
ДЭС CAT-32 пескосм. установки	1945	0,66690	0,59440	0,66690	0,23180	0,66690	0,23180	-	-	0,66690	0,23180	-	-	0,66690	0,23180	0,66690	0,23180	2023
Дизель CAT-3412E затрубного насоса, 370кВт	1946	0,94140	0,41600	0,78930	0,59440	0,78930	0,59440	-	-	0,78930	0,59440	-	-	0,78930	0,59440	0,78930	0,59440	2023
Дизель нагнетательной установки (SUS-235)	1947	0,31380	0,17280	0,31380	0,08640	0,31380	0,08640	-	-	0,31380	0,08640	-	-	0,31380	0,08640	0,31380	0,08640	2023
Дизель модуля управления, 25кВт	1948	0,05720	0,04980	0,05720	0,02490	0,05720	0,02490	-	-	0,05720	0,02490	-	-	0,05720	0,02490	0,05720	0,02490	2023
Диз.двиг. CUMMINS QSB7 для подачи пропанта	1949	0,70400	0,68660	0,66690	0,33020	0,66690	0,33020	-	-	0,66690	0,33020	-	-	0,66690	0,33020	0,66690	0,33020	2023
Дизель генератора, 64кВт	1950	0,10300	0,10440	0,14650	0,08880	0,14650	0,08880	-	-	0,14650	0,08880	-	-	0,14650	0,08880	0,14650	0,08880	2023
Парогенератор с теплообменником Dutchoffshore	1951	0,04085	0,03529	0,04085	0,01765	0,04085	0,01765	-	-	0,04085	0,01765	-	-	0,04085	0,01765	0,04085	0,01765	2023
скв.Г-9.Установка ПАП-60/80. ДЭС ЯМЗ-238ДЕ-2	1952	-	-	0,46930	0,20110	0,46930	0,20110	0,46930	0,39490	0,46930	0,20110	-	-	0,46930	0,20110	0,46930	0,20110	2025
скв. Г-9.Дизель привода бур. насоса №1 SL3NB-1300	1953	0,51840	0,32180	1,92000	0,69090	1,92000	0,69090	1,92000	1,55110	1,92000	0,69090	-	-	1,92000	0,69090	1,92000	0,69090	2025
скв. Г-9.Дизель привода бур. насоса №2 SL3NB-1300	1954	-	-	1,92000	0,69090	1,92000	0,69090	1,92000	1,55110	1,92000	0,69090	-	-	1,92000	0,69090	1,92000	0,69090	2025
ДЭС ЯМЗ-238, 100кВт	1955	0,21330	0,39070	0,21330	0,07910	0,21330	0,07910	0,21330	0,17790	0,21330	0,07910	-	-	0,21330	0,07910	0,21330	0,07910	2025
ДЭС ЯМЗ-7511, 200кВт	1956	-	-	0,42670	0,16560	0,42670	0,16560	0,42670	0,29240	0,42670	0,16560	-	-	0,42670	0,16560	0,42670	0,16560	2025
Осветительная мачта PCA POWER 400MLT	1957	0,01600	0,00640	0,01890	0,01610	0,01890	0,01610	0,01890	0,03100	0,01890	0,01610	-	-	0,01890	0,01610	0,01890	0,01610	2025
Дизель цемент. техники ЗЦА-320	1958	-	-	-	-	-	-	0,37650	0,00550	-	-	-	-	-	-	0,37650	0,00550	2025
Итого		*10,847000*	*11,103570*	*18,538950*	*18,762497*	*18,538950*	*18,762497*	*15,747627*	*11,884714*	*18,538950*	*18,762497*	-	-	*18,538950*	*18,762497*			
Неорганизованные источники																		
скв. Г-9, скв. 9835. Сварочные работы	6904	0,01781	0,00094	0,01781	0,00373	0,01781	0,00373	0,01781	0,002528	0,01781	0,00373	-	-	0,01781	0,00373	0,01781	0,00373	2023
Итого		*0,017810*	*0,000940*	*0,017810*	*0,003730*	*0,017810*	*0,003730*	*0,017810*	*0,002528*	*0,017810*	*0,003730*	-	-	*0,017810*	*0,003730*			
Всего по ЗВ		**10,864810**	**11,104510**	**18,556760**	**18,766227**	**18,556760**	**18,766227**	**0,017810**	**0,002528**	**18,556760**	**18,766227**	**-**	**-**	**18,556760**	**18,766227**			
(0304) Азота оксид (6)																		
Организованные источники																		
скв.Г-9. ДЭС Д-144 сварочного агр. 37 кВт	1909	-	-	-	-	-	-	0,01376	0,00007	-	-	-	-	-	-	0,01376	0,00007	2025
Б/У А-50.Двигатель ЯМЗ 238 ДЕ-2 100 кВт	1913	-	-	-	-	-	-	0,03467	0,00874	-	-	-	-	-	-	0,03467	0,00874	2025

Производство цех, участок	Номер ист. выб-роса	Ориентировочные нормативы выбросы загрязняющих веществ																Год дос-тиже-ния НДВ
		существующее положение на 2022 год		на 2023 год		на 2024 год		на 2025 год		на 2026 год		на 2027 год		на периоды 2028-2032 гг. и 2033-2037 гг.		НДВ		
Код и наименование ЗВ		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
Дизель канат.подъем. типа LandLine D на базе MAN	1914	-	-	0,10192	0,02138	0,10192	0,02138	0,10192	0,02138	0,10192	0,02138	-	-	0,10192	0,02138	0,10192	0,02138	2023
Дизель цемент. техники 3ЦА-400	1915	-	-	-	-	-	-	0,16981	0,00265	-	-	-	-	-	-	0,16981	0,00265	2025
Дизель установки опрессовки АН-700	1916	-	-	-	-	-	-	0,17333	0,01136	-	-	-	-	-	-	0,17333	0,01136	2025
Дизель смесительной машины СМН-20	1917	-	-	-	-	-	-	0,10199	0,010189	-	-	-	-	-	-	0,10199	0,010189	2025
Дизель CG12V190 для бур. насоса №1 RL2NB-800	1930	0,29003	0,56486	0,34398	0,61890	0,34398	0,61890	0,34398	0,35366	0,34398	0,61890	-	-	0,34398	0,61890	0,34398	0,61890	2023
Дизель CG12V190 для бур. насоса №2 RL2NB-800	1931	-	-	0,34398	0,61890	0,34398	0,61890	0,34398	0,35366	0,34398	0,61890	-	-	0,34398	0,61890	0,34398	0,61890	2023
Дизель привода лебедки и ротора типа CAT-15	1932	0,12133	0,31705	0,12133	0,23266	0,12133	0,23266	0,12133	0,13295	0,12133	0,23266	-	-	0,12133	0,23266	0,12133	0,23266	2023
Дизель установки CAT-18, 522кВт	1933	0,10454	0,24269	0,18096	0,35752	0,18096	0,35752	0,18096	0,20430	0,18096	0,35752	-	-	0,18096	0,35752	0,18096	0,35752	2023
Дизельная установка CAT-9 ДЭС- 224	1934	-	-	0,07765	0,25411	0,07765	0,25411	0,07765	0,16040	0,07765	0,25411	-	-	0,07765	0,25411	0,07765	0,25411	2023
Осветительная мачта Atlas, 15кВт	1935	0,00558	0,00632	0,00558	0,00916	0,00558	0,00916	0,00558	0,00543	0,00558	0,00916	-	-	0,00558	0,00916	0,00558	0,00916	2023
Дизель генератора сварочного агр. Д-144	1937	0,01376	0,00072	0,01376	0,00452	0,01376	0,00452	0,01376	0,00291	0,01376	0,00452	-	-	0,01376	0,00452	0,01376	0,00452	2023
Дизель установки насоса ГРП (SPF-743)	1941	0,6454	0,21734	0,14342	0,09660	0,14342	0,09660	-	-	0,14342	0,09660	-	-	0,14342	0,09660	0,14342	0,09660	2023
Дизель установки насоса ГРП (SPF-743)	1942	-	-	0,14342	0,09660	0,14342	0,09660	-	-	0,14342	0,09660	-	-	0,14342	0,09660	0,14342	0,09660	2023
Дизель установки насоса ГРП (SPF-743)	1943	-	-	0,14342	0,09660	0,14342	0,09660	-	-	0,14342	0,09660	-	-	0,14342	0,09660	0,14342	0,09660	2023
Дизель установки насоса ГРП (SPF-743)	1944	-	-	0,14342	0,09660	0,14342	0,09660	-	-	0,14342	0,09660	-	-	0,14342	0,09660	0,14342	0,09660	2023
ДЭС CAT-32 пескосм. установки	1945	0,10836	0,09660	0,10836	0,03767	0,10836	0,03767	-	-	0,10836	0,03767	-	-	0,10836	0,03767	0,10836	0,03767	2023
Дизель CAT-3412E затрубного насоса, 370кВт	1946	0,15298	0,06762	0,12827	0,09660	0,12827	0,09660	-	-	0,12827	0,09660	-	-	0,12827	0,09660	0,12827	0,09660	2023
Дизель нагнетательной установки (SUS-235)	1947	0,05099	0,02808	0,05099	0,01404	0,05099	0,01404	-	-	0,05099	0,01404	-	-	0,05099	0,01404	0,05099	0,01404	2023
Дизель модуля управления, 25кВт	1948	0,0093	0,00808	0,00930	0,00404	0,00930	0,00404	-	-	0,00930	0,00404	-	-	0,00930	0,00404	0,00930	0,00404	2023
Диз.двиг. CUMMINS QSB7 для подачи пропанта	1949	0,1144	0,11158	0,10836	0,05366	0,10836	0,05366	-	-	0,10836	0,05366	-	-	0,10836	0,05366	0,10836	0,05366	2023
Дизель генератора, 64кВт	1950	0,01674	0,01696	0,02380	0,01442	0,02380	0,01442	-	-	0,02380	0,01442	-	-	0,02380	0,01442	0,02380	0,01442	2023
скв.Г-9.Установка ПАП-60/80. ДЭС ЯМЗ-238ДЕ-2	1952	-	-	0,07627	0,03267	0,07627	0,03267	0,07627	0,06418	0,07627	0,03267	-	-	0,07627	0,03267	0,07627	0,03267	2025
скв. Г-9.Дизель привода бур. насоса №1 SL3NB-1300	1953	0,08424	0,05228	0,31200	0,11228	0,31200	0,11228	0,31200	0,25205	0,31200	0,11228	-	-	0,31200	0,11228	0,31200	0,11228	2025
скв. Г-9.Дизель привода бур. насоса №2 SL3NB-1300	1954	-	-	0,31200	0,11228	0,31200	0,11228	0,31200	0,25205	0,31200	0,11228	-	-	0,31200	0,11228	0,31200	0,11228	2025
ДЭС ЯМЗ-238, 100кВт	1955	0,03467	0,06349	0,03467	0,01285	0,03467	0,01285	0,03467	0,02886	0,03467	0,01285	-	-	0,03467	0,01285	0,03467	0,01285	2025
ДЭС ЯМЗ-7511, 200кВт	1956	-	-	0,06933	0,02692	0,06933	0,02692	0,06933	0,04752	0,06933	0,02692	-	-	0,06933	0,02692	0,06933	0,02692	2025
Осветительная мачта PCA POWER 400MLT	1957	0,0026	0,00104	0,00307	0,00261	0,00307	0,00261	0,00307	0,00504	0,00307	0,00261	-	-	0,00307	0,00261	0,00307	0,00261	2025
Дизель цемент. техники 3ЦА-320	1958	-	-	-	-	-	-	0,06119	0,00090	-	-	-	-	-	-	0,06119	0,00090	2025
Итого		*1,754920*	*1,794710*	*2,999260*	*3,023575*	*2,999260*	*3,023575*	*2,551250*	*1,918298*	*2,999260*	*3,023575*	-	-	*2,999260*	*3,023575*			
Неорганизованные источники																		
Итого		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего по ЗВ		**1,754920**	**1,794710**	**2,999260**	**3,023575**	**2,999260**	**3,023575**	**2,551250**	**1,918298**	**2,999260**	**3,023575**	**-**	**-**	**2,999260**	**3,023575**			
(0316) Соляная кислота																		
Организованные источники																		
Итого		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Неорганизованные источники																		
СКО	6912	0,00165	0,001176	0,00165	0,0002851	0,00165	0,0002851	0,00165	0,0034212	0,00165	0,003706	0,00165	0,0034212	0,00165	0,01739101	0,00165	0,003706	2026
Итого		*0,00165*	*0,001176*	*0,00165*	*0,0002851*	*0,00165*	*0,0002851*	*0,00165*	*0,0034212*	*0,00165*	*0,0037063*	*0,00165*	*0,0034212*	*0,00165*	0,01739	0,00165	0,00371	

Производство цех, участок	Номер ист. выб-роса	Ориентировочные нормативы выбросы загрязняющих веществ																Год дос-тиже-ния НДВ
		существующее положение на 2022 год		на 2023 год		на 2024 год		на 2025 год		на 2026 год		на 2027 год		на периоды 2028-2032 гг. и 2033-2037 гг.		НДВ		
Код и наименование ЗВ		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
Всего по ЗВ		**0,001650**	**0,001176**	**0,001650**	**0,000285**	**0,001650**	**0,000285**	**0,001650**	**0,003421**	**0,001650**	**0,003706**	**0,001650**	**0,003421**	**0,001650**	**0,017391**			
(0328) Сажа (583)																		
Организованные источники																		
скв.Г-9. ДЭС Д-144 сварочного агр. 37 кВт	1909	-	-	-	-	-	-	0,00720	0,00004	-	-	-	-	-	-	0,00720	0,00004	2025
Б/У А-50.Двигатель ЯМЗ 238 ДЕ-2 100 кВт	1913	-	-	-	-	-	-	0,01389	0,00336	-	-	-	-	-	-	0,01389	0,00336	2025
Дизель канат.подъем. типа LandLine D на базе MAN	1914	-	-	0,04080	0,00820	0,04080	0,00820	0,04080	0,00820	0,04080	0,00820	-	-	0,04080	0,00820	0,04080	0,00820	2023
Дизель цемент. техники ЗЦА-400	1915	-	-	-	-	-	-	0,06803	0,00102	-	-	-	-	-	-	0,06803	0,00102	2025
Дизель установки опрессовки АН-700	1916	-	-	-	-	-	-	0,06944	0,00433	-	-	-	-	-	-	0,06944	0,00433	2025
Дизель смесительной машины СМН-20	1917	-	-	-	-	-	-	0,04086	0,00392	-	-	-	-	-	-	0,04086	0,00392	2025
Бойлер	1918	-	-	-	-	-	-	0,00049	0,00025	-	-	-	-	-	-	0,00049	0,00025	2025
Дизель CG12V190 для бур. насоса №1 RL2NB-800	1930	0,09300	0,18620	0,14700	0,26450	0,14700	0,26450	0,14700	0,15114	0,14700	0,26450	-	-	0,14700	0,26450	0,14700	0,26450	2023
Дизель CG12V190 для бур. насоса №2 RL2NB-800	1931	-	-	0,14700	0,26450	0,14700	0,26450	0,14700	0,15114	0,14700	0,26450	-	-	0,14700	0,26450	0,14700	0,26450	2023
Дизель привода лебедки и ротора типа CAT-15	1932	0,04860	0,12190	0,04860	0,08950	0,04860	0,08950	0,04860	0,05114	0,04860	0,08950	-	-	0,04860	0,08950	0,04860	0,08950	2023
Дизель установки CAT-18, 522кВт	1933	0,04190	0,09340	0,07250	0,13750	0,07250	0,13750	0,07250	0,07858	0,07250	0,13750	-	-	0,07250	0,13750	0,07250	0,13750	2023
Дизельная установка CAT-9 ДЭС- 224	1934	-	-	0,03110	0,09770	0,03110	0,09770	0,03110	0,06169	0,03110	0,09770	-	-	0,03110	0,09770	0,03110	0,09770	2023
Осветительная мачта Atlas, 15кВт	1935	0,00290	0,00340	0,00290	0,00490	0,00290	0,00490	0,00290	0,00291	0,00290	0,00490	-	-	0,00290	0,00490	0,00290	0,00490	2023
Бойлер 80HP	1936	0,00049	0,00179	0,00299	0,01011	0,00299	0,01011	0,00299	0,00558	0,00299	0,01011	-	-	0,00299	0,01011	0,00299	0,01011	2023
Дизель генератора сварочного агр. Д-144	1937	0,00720	0,00038	0,00720	0,00240	0,00720	0,00240	0,00720	0,00156	0,00720	0,00240	-	-	0,00720	0,00240	0,00720	0,00240	2023
Дизель установки насоса ГРП (SPF-743)	1941	0,27580	0,09280	0,05750	0,03720	0,05750	0,03720	-	-	0,05750	0,03720	-	-	0,05750	0,03720	0,05750	0,03720	2023
Дизель установки насоса ГРП (SPF-743)	1942	-	-	0,05750	0,03720	0,05750	0,03720	-	-	0,05750	0,03720	-	-	0,05750	0,03720	0,05750	0,03720	2023
Дизель установки насоса ГРП (SPF-743)	1943	-	-	0,05750	0,03720	0,05750	0,03720	-	-	0,05750	0,03720	-	-	0,05750	0,03720	0,05750	0,03720	2023
Дизель установки насоса ГРП (SPF-743)	1944	-	-	0,05750	0,03720	0,05750	0,03720	-	-	0,05750	0,03720	-	-	0,05750	0,03720	0,05750	0,03720	2023
ДЭС CAT-32 пескосм. установки	1945	0,04340	0,03720	0,04340	0,01450	0,04340	0,01450	-	-	0,04340	0,01450	-	-	0,04340	0,01450	0,04340	0,01450	2023
Дизель CAT-3412E затрубного насоса, 370кВт	1946	0,06130	0,02600	0,05140	0,03720	0,05140	0,03720	-	-	0,05140	0,03720	-	-	0,05140	0,03720	0,05140	0,03720	2023
Дизель нагнетательной установки (SUS-235)	1947	0,02040	0,01080	0,02040	0,00540	0,02040	0,00540	-	-	0,02040	0,00540	-	-	0,02040	0,00540	0,02040	0,00540	2023
Дизель модуля управления, 25кВт	1948	0,00490	0,00440	0,00490	0,00220	0,00490	0,00220	-	-	0,00490	0,00220	-	-	0,00490	0,00220	0,00490	0,00220	2023
Диз.двиг. CUMMINS QSB7 для подачи пропанта	1949	0,04580	0,04300	0,04340	0,02060	0,04340	0,02060	-	-	0,04340	0,02060	-	-	0,04340	0,02060	0,04340	0,02060	2023
Дизель генератора, 64кВт	1950	0,00880	0,00920	0,01240	0,00770	0,01240	0,00770	-	-	0,01240	0,00770	-	-	0,01240	0,00770	0,01240	0,00770	2023
Парогенератор с теплообменником Dutchoffshore	1951	0,00299	0,00258	0,00299	0,00129	0,00299	0,00129	-	-	0,00299	0,00129	-	-	0,00299	0,00129	0,00299	0,00129	2023
скв.Г-9.Установка ПАП-60/80. ДЭС ЯМЗ-238ДЕ-2	1952	-	-	0,03060	0,01260	0,03060	0,01260	0,03060	0,02470	0,03060	0,01260	-	-	0,03060	0,01260	0,03060	0,01260	2025
скв. Г-9.Дизель привода бур. насоса №1 SL3NB-1300	1953	0,03380	0,02020	0,13330	0,04800	0,13330	0,04800	0,13330	0,10770	0,13330	0,04800	-	-	0,13330	0,04800	0,13330	0,04800	2025
скв. Г-9.Дизель привода бур. насоса №2 SL3NB-1300	1954	-	-	0,13330	0,04800	0,13330	0,04800	0,13330	0,10770	0,13330	0,04800	-	-	0,13330	0,04800	0,13330	0,04800	2025
ДЭС ЯМЗ-238, 100кВт	1955	0,01390	0,02440	0,01390	0,00490	0,01390	0,00490	0,01390	0,01110	0,01390	0,00490	-	-	0,01390	0,00490	0,01390	0,00490	2025
ДЭС ЯМЗ-7511, 200кВт	1956	-	-	0,02780	0,01040	0,02780	0,01040	0,02780	0,01830	0,02780	0,01040	-	-	0,02780	0,01040	0,02780	0,01040	2025
Осветительная мачта PCA POWER 400MLT	1957	0,00140	0,00060	0,00160	0,00140	0,00160	0,00140	0,00160	0,00270	0,00160	0,00140	-	-	0,00160	0,00140	0,00160	0,00140	2025

Производство цех, участок	Номер ист. выб-роса	Ориентировочные нормативы выбросы загрязняющих веществ																Год дос-тиже-ния НДВ
		существующее положение на 2022 год		на 2023 год		на 2024 год		на 2025 год		на 2026 год		на 2027 год		на периоды 2028-2032 гг. и 2033-2037 гг.		НДВ		
Код и наименование ЗВ		**г/с**	**т/год**	**г/с**	**т/год**	**г/с**	**т/год**	**г/с**	**т/год**	**г/с**	**т/год**	**г/с**	**т/год**	**г/с**	**т/год**	**г/с**	**т/год**	
Дизель цемент. техники ЗЦА-320	1958	-	-	-	-	-	-	0,02450	0,00030	-	-	-	-	-	-	0,02450	0,00030	2025
Итого		*0,706576*	*0,678248*	*1,249476*	*1,242300*	*1,249476*	*1,242300*	*1,065000*	*0,797346*	*1,249476*	*1,242300*	-	-	*1,249476*	*1,242300*			
Неорганизованные источники																		
Итого		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего по ЗВ		**0,706576**	**0,678248**	**1,249476**	**1,242300**	**1,249476**	**1,242300**	**1,065000**	**0,797346**	**1,249476**	**1,242300**	-	-	**1,249476**	**1,242300**			
(0330) Сера диоксид (516)																		
Организованные источники																		
скв.Г-9. ДЭС Д-144 сварочного агр. 37 кВт	1909	-	-	-	-	-	-	0,01130	0,00006	-	-	-	-	-	-	0,01130	0,00006	2025
Б/У А-50.Двигатель ЯМЗ 238 ДЕ-2 100 кВт	1913	-	-	-	-	-	-	0,03333	0,00840	-	-	-	-	-	-	0,03333	0,00840	2025
Дизель канат.подъем. типа LandLine D на базе MAN	1914	-	-	0,09800	0,02060	0,09800	0,02060	0,09800	0,02060	0,09800	0,02060	-	-	0,09800	0,02060	0,09800	0,02060	2023
Дизель цемент. техники ЗЦА-400	1915	-	-	-	-	-	-	0,16328	0,00250	-	-	-	-	-	-	0,16328	0,00250	2025
Дизель установки опрессовки АН-700	1916	-	-	-	-	-	-	0,16667	0,01093	-	-	-	-	-	-	0,16667	0,01093	2025
Дизель смесительной машины СМН-20	1917	-	-	-	-	-	-	0,09807	0,00977	-	-	-	-	-	-	0,09807	0,00977	2025
Бойлер	1918	-	-	-	-	-	-	0,01143	0,00593	-	-	-	-	-	-	0,01143	0,00593	2025
Дизель CG12V190 для бур. насоса №1 RL2NB-800	1930	0,37180	0,74480	0,29400	0,52900	0,29400	0,52900	0,29400	0,30230	0,29400	0,52900	-	-	0,29400	0,52900	0,29400	0,52900	2023
Дизель CG12V190 для бур. насоса №2 RL2NB-800	1931	-	-	0,29400	0,52900	0,29400	0,52900	0,29400	0,30230	0,29400	0,52900	-	-	0,29400	0,52900	0,29400	0,52900	2023
Дизель привода лебедки и ротора типа CAT-15	1932	0,11670	0,30480	0,11670	0,22370	0,11670	0,22370	0,11670	0,12784	0,11670	0,22370	-	-	0,11670	0,22370	0,11670	0,22370	2023
Дизель установки CAT-18, 522кВт	1933	0,10050	0,23330	0,17400	0,34380	0,17400	0,34380	0,17400	0,19644	0,17400	0,34380	-	-	0,17400	0,34380	0,17400	0,34380	2023
Дизельная установка CAT-9 ДЭС- 224	1934	-	-	0,07470	0,24430	0,07470	0,24430	0,07470	0,15424	0,07470	0,24430	-	-	0,07470	0,24430	0,07470	0,24430	2023
Осветительная мачта Atlas, 15кВт	1935	0,00460	0,00500	0,00460	0,00740	0,00460	0,00740	0,00460	0,00437	0,00460	0,00740	-	-	0,00460	0,00740	0,00460	0,00740	2023
Бойлер 80HP	1936	0,01143	0,04173	0,07023	0,23787	0,07023	0,23787	0,07023	0,13107	0,07023	0,23787	-	-	0,07023	0,23787	0,07023	0,23787	2023
Дизель генератора сварочного агр. Д-144	1937	0,01130	0,00060	0,01130	0,00360	0,01130	0,00360	0,01130	0,00234	0,01130	0,00360	-	-	0,01130	0,00360	0,01130	0,00360	2023
Дизель установки насоса ГРП (SPF-743)	1941	0,55160	0,18580	0,13790	0,09290	0,13790	0,09290	-	-	0,13790	0,09290	-	-	0,13790	0,09290	0,13790	0,09290	2023
Дизель установки насоса ГРП (SPF-743)	1942	-	-	0,13790	0,09290	0,13790	0,09290	-	-	0,13790	0,09290	-	-	0,13790	0,09290	0,13790	0,09290	2023
Дизель установки насоса ГРП (SPF-743)	1943	-	-	0,13790	0,09290	0,13790	0,09290	-	-	0,13790	0,09290	-	-	0,13790	0,09290	0,13790	0,09290	2023
Дизель установки насоса ГРП (SPF-743)	1944	-	-	0,13790	0,09290	0,13790	0,09290	-	-	0,13790	0,09290	-	-	0,13790	0,09290	0,13790	0,09290	2023
ДЭС CAT-32 пескосм. установки	1945	0,10420	0,09280	0,10420	0,03620	0,10420	0,03620	-	-	0,10420	0,03620	-	-	0,10420	0,03620	0,10420	0,03620	2023
Дизель CAT-3412E затрубного насоса, 370кВт	1946	0,14710	0,06500	0,12330	0,09290	0,12330	0,09290	-	-	0,12330	0,09290	-	-	0,12330	0,09290	0,12330	0,09290	2023
Дизель нагнетательной установки (SUS-235)	1947	0,04900	0,02700	0,04900	0,01350	0,04900	0,01350	-	-	0,04900	0,01350	-	-	0,04900	0,01350	0,04900	0,01350	2023
Дизель модуля управления, 25кВт	1948	0,00760	0,00660	0,00760	0,00330	0,00760	0,00330	-	-	0,00760	0,00330	-	-	0,00760	0,00330	0,00760	0,00330	2023
Диз.двиг. CUMMINS QSB7 для подачи пропанта	1949	0,11000	0,10720	0,10420	0,05160	0,10420	0,05160	-	-	0,10420	0,05160	-	-	0,10420	0,05160	0,10420	0,05160	2023
Дизель генератора, 64кВт	1950	0,01380	0,01360	0,01960	0,01160	0,01960	0,01160	-	-	0,01960	0,01160	-	-	0,01960	0,01160	0,01960	0,01160	2023
Парогенератор с теплообменником Dutchoffshore	1951	0,07023	0,06068	0,07023	0,03034	0,07023	0,03034	-	-	0,07023	0,03034	-	-	0,07023	0,03034	0,07023	0,03034	2023
скв.Г-9.Установка ПАП-60/80. ДЭС ЯМЗ-238ДЕ-2	1952	-	-	0,07330	0,03140	0,07330	0,03140	0,07330	0,06170	0,07330	0,03140	-	-	0,07330	0,03140	0,07330	0,03140	2025
скв. Г-9.Дизель привода бур. насоса №1 SL3NB-1300	1953	0,08100	0,05020	0,26670	0,09600	0,26670	0,09600	0,26670	0,21540	0,26670	0,09600	-	-	0,26670	0,09600	0,26670	0,09600	2025
скв. Г-9.Дизель привода бур. насоса №2 SL3NB-1300	1954	-	-	0,26670	0,09600	0,26670	0,09600	0,26670	0,21540	0,26670	0,09600	-	-	0,26670	0,09600	0,26670	0,09600	2025

Производство цех, участок	Номер ист. выб-роса	Ориентировочные нормативы выбросы загрязняющих веществ																Год дос-тиже-ния НДВ
		существующее положение на 2022 год		на 2023 год		на 2024 год		на 2025 год		на 2026 год		на 2027 год		на периоды 2028-2032 гг. и 2033-2037 гг.		НДВ		
Код и наименование ЗВ		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
ДЭС ЯМЗ-238, 100кВт	1955	0,03330	0,06100	0,03330	0,01240	0,03330	0,01240	0,03330	0,02770	0,03330	0,01240	-	-	0,03330	0,01240	0,03330	0,01240	2025
ДЭС ЯМЗ-7511, 200кВт	1956	-	-	0,06670	0,02590	0,06670	0,02590	0,06670	0,04570	0,06670	0,02590	-	-	0,06670	0,02590	0,06670	0,02590	2025
Осветительная мачта PCA POWER 400MLT	1957	0,00210	0,00080	0,00250	0,00210	0,00250	0,00210	0,00250	0,00406	0,00250	0,00210	-	-	0,00250	0,00210	0,00250	0,00210	2025
Дизель цемент. техники ЗЦА-320	1958	-	-	-	-	-	-	0,05880	0,00090	-	-	-	-	-	-	0,05880	0,00090	2025
Итого		*1,786263*	*2,000911*	*2,876463*	*3,014113*	*2,876463*	*3,014113*	*2,389607*	*1,849937*	*2,876463*	*3,014113*	-	-	*2,876463*	*3,014113*			
Неорганизованные источники																		
Итого		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего по ЗВ		**1,786263**	**2,000911**	**2,876463**	**3,014113**	**2,876463**	**3,014113**	**2,389607**	**1,849937**	**2,876463**	**3,014113**	-	-	**2,876463**	**3,014113**			
(0333) Сероводород (518)																		
Организованные источники																		
Емкости д/т. Дыхат.патрубок	1910	5,49E-05	1,18E-05	5,49E-05	9,63E-06	5,49E-05	9,63E-06	5,49E-05	6,93E-06	5,49E-05	9,63E-06	-	-	5,49E-05	9,63E-06	5,49E-05	1,02E-05	2025
Итого		*0,0000549*	*0,00001183*	*0,0000549*	*0,00000963*	*0,0000549*	*0,00000963*	*0,0000549*	*0,00000693*	*0,0000549*	*0,00000963*	-	-	*0,0000549*	*0,00000963*			
Всего по ЗВ		**1,786318**	**2,000923**	**2,876518**	**3,014122**	**2,876518**	**3,014122**	**2,389662**	**1,849944**	**2,876518**	**3,014122**	*0*	*0*	**2,876518**	**3,014122**			
Неорганизованные источники																		
скв. Г-9, скв. 9835. Заправка спецтехники	6906	-	-	-	-	-	-	3,14E-05	3,20E-07	-	-	-	-	-	-	3,14E-05	3,20E-07	2025
Склад ГСМ	6907	2,50E-06	8,88E-06	2,50E-06	1,28E-05	2,50E-06	1,28E-05	2,50E-06	1,19E-05	2,50E-06	1,28E-05	-	-	2,50E-06	1,28E-05	2,50E-06	1,30E-05	2025
Итого		*0,0000025*	*0,00000888*	*0,0000025*	*0,00001278*	*0,0000025*	*0,00001278*	*0,0000339*	*0,00001225*	*0,0000025*	*0,00001278*	-	-	*0,0000025*	*0,00001278*			
Всего по ЗВ		**1,786321**	**2,000932**	**2,876521**	**3,014135**	**2,876521**	**3,014135**	**2,389696**	**1,849956**	**2,876521**	**3,014135**	**#ЗНАЧ!**	**#ЗНАЧ!**	**2,876521**	**3,014135**			
(0337) Окись углерода (584)																		
Организованные источники																		
скв.Г-9. ДЭС Д-144 сварочного агр. 37 кВт	1909	-	-	-	-	-	-	0,07400	0,00037	-	-	-	-	-	-	0,07400	0,00037	2025
Б/У А-50.Двигатель ЯМЗ 238 ДЕ-2 100 кВт	1913	-	-	-	-	-	-	0,17222	0,04368	-	-	-	-	-	-	0,17222	0,04368	2025
Дизель канат.подъем. типа LandLine D на базе MAN	1914	-	-	0,50630	0,10690	0,50630	0,10690	0,50630	0,10690	0,50630	0,10690	-	-	0,50630	0,10690	0,50630	0,10690	2023
Дизель цемент. техники ЗЦА-400	1915	-	-	-	-	-	-	0,84362	0,01330			-	-			0,84362	0,01330	2025
Дизель установки опрессовки АН-700	1916	-	-	-	-	-	-	0,86111	0,05682	-	-	-	-	-	-	0,86111	0,05682	2025
Дизель смесительной машины СМН-20	1917	-	-	-	-	-	-	0,50668	0,05094	-	-	-	-	-	-	0,50668	0,05094	2025
Бойлер	1918	-	-	-	-	-	-	0,02660	0,01379	-	-	-	-	-	-	0,02660	0,01379	2025
Дизель CG12V190 для бур. насоса №1 RL2NB-800	1930	1,40770	2,73110	1,76400	3,17380	1,76400	3,17380	1,76400	1,81360	1,76400	3,17380	-	-	1,76400	3,17380	1,76400	3,17380	2023
Дизель CG12V190 для бур. насоса №2 RL2NB-800	1931	-	-	1,76400	3,17380	1,76400	3,17380	1,76400	1,81360	1,76400	3,17380	-	-	1,76400	3,17380	1,76400	3,17380	2023
Дизель привода лебедки и ротора типа CAT-15	1932	0,60280	1,58520	0,60280	1,16330	0,60280	1,16330	0,60280	0,66476	0,60280	1,16330	-	-	0,60280	1,16330	0,60280	1,16330	2023
Дизель установки CAT-18, 522кВт	1933	0,51930	1,21350	0,89900	1,78760	0,89900	1,78760	0,89900	1,02148	0,89900	1,78760	-	-	0,89900	1,78760	0,89900	1,78760	2023
Дизельная установка CAT-9 ДЭС- 224	1934	-	-	0,38580	1,27060	0,38580	1,27060	0,38580	0,80202	0,38580	1,27060	-	-	0,38580	1,27060	0,38580	1,27060	2023
Осветительная мачта Atlas, 15кВт	1935	0,03000	0,03400	0,03000	0,04920	0,03000	0,04920	0,03000	0,02913	0,03000	0,04920	-	-	0,03000	0,04920	0,03000	0,04920	2023
Бойлер 80НР	1936	0,02660	0,09710	0,16340	0,55342	0,16340	0,55342	0,16340	0,30494	0,16340	0,55342	-	-	0,16340	0,55342	0,16340	0,55342	2023
Дизель генератора сварочного агр. Д-144	1937	0,07400	0,00380	0,07400	0,02430	0,07400	0,02430	0,07400	0,01563	0,07400	0,02430	-	-	0,07400	0,02430	0,07400	0,02430	2023
Дизель установки насоса ГРП (SPF-743)	1941	3,30980	1,11460	0,71250	0,48300	0,71250	0,48300	-	-	0,71250	0,48300	-	-	0,71250	0,48300	0,71250	0,48300	2023
Дизель установки насоса ГРП (SPF-743)	1942	-	-	0,71250	0,48300	0,71250	0,48300	-	-	0,71250	0,48300	-	-	0,71250	0,48300	0,71250	0,48300	2023
Дизель установки насоса ГРП (SPF-743)	1943	-	-	0,71250	0,48300	0,71250	0,48300	-	-	0,71250	0,48300	-	-	0,71250	0,48300	0,71250	0,48300	2023
Дизель установки насоса ГРП (SPF-743)	1944	-	-	0,71250	0,48300	0,71250	0,48300	-	-	0,71250	0,48300	-	-	0,71250	0,48300	0,71250	0,48300	2023
ДЭС CAT-32 пескосм. установки	1945	0,53830	0,48300	0,53830	0,18840	0,53830	0,18840	-	-	0,53830	0,18840	-	-	0,53830	0,18840	0,53830	0,18840	2023

Производство цех, участок	Номер ист. выб-роса	Ориентировочные нормативы выбросы загрязняющих веществ																Год дос-тиже-ния НДВ
		существующее положение на 2022 год		на 2023 год		на 2024 год		на 2025 год		на 2026 год		на 2027 год		на периоды 2028-2032 гг. и 2033-2037 гг.		НДВ		
Код и наименование ЗВ		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
Дизель CAT-3412E затрубного насоса, 370кВт	1946	0,76000	0,33800	0,63720	0,48300	0,63720	0,48300	-	-	0,63720	0,48300	-	-	0,63720	0,48300	0,63720	0,48300	2023
Дизель нагнетательной установки (SUS-235)	1947	0,25330	0,14040	0,25330	0,07020	0,25330	0,07020	-	-	0,25330	0,07020	-	-	0,25330	0,07020	0,25330	0,07020	2023
Дизель модуля управления, 25кВт	1948	0,05500	0,04340	0,05500	0,02170	0,05500	0,02170	-	-	0,05500	0,02170	-	-	0,05500	0,02170	0,05500	0,02170	2023
Диз.двиг. CUMMINS QSB7 для подачи пропанта	1949	0,56830	0,55800	0,53830	0,26830	0,53830	0,26830	-	-	0,53830	0,26830	-	-	0,53830	0,26830	0,53830	0,26830	2023
Дизель генератора, 64кВт	1950	0,09000	0,09100	0,12800	0,07740	0,12800	0,07740	-	-	0,12800	0,07740	-	-	0,12800	0,07740	0,12800	0,07740	2023
Парогенератор с теплообменником Dutchoffshore	1951	0,16340	0,14118	0,16340	0,07059	0,16340	0,07059	-	-	0,16340	0,07059	-	-	0,16340	0,07059	0,16340	0,07059	2023
скв.Г-9.Установка ПАП-60/80. ДЭС ЯМЗ-238ДЕ-2	1952	-	-	0,37890	0,16340	0,37890	0,16340	0,37890	0,32090	0,37890	0,16340	-	-	0,37890	0,16340	0,37890	0,32090	2025
скв. Г-9.Дизель привода бур. насоса №1 SL3NB-1300	1953	0,41850	0,26140	1,60000	0,57580	1,60000	0,57580	1,60000	1,29250	1,60000	0,57580	-	-	1,60000	0,57580	1,60000	1,29250	2025
скв. Г-9.Дизель привода бур. насоса №2 SL3NB-1300	1954	-	-	1,60000	0,57580	1,60000	0,57580	1,60000	1,29250	1,60000	0,57580	-	-	1,60000	0,57580	1,60000	1,29250	2025
ДЭС ЯМЗ-238, 100кВт	1955	0,17220	0,31800	0,17220	0,06430	0,17220	0,06430	0,17220	0,14430	0,17220	0,06430	-	-	0,17220	0,06430	0,17220	0,14430	2025
ДЭС ЯМЗ-7511, 200кВт	1956			0,34440	0,13460	0,34440	0,13460	0,34440	0,23760	0,34440	0,13460	-	-	0,34440	0,13460	0,34440	0,23760	2025
Осветительная мачта PCA POWER 400MLT	1957	0,01400	0,00560	0,01650	0,01400	0,01650	0,01400	0,01650	0,02704	0,01650	0,01400	-	-	0,01650	0,01400	0,01650	0,02704	2025
Дизель цемент. техники ЗЦА-320	1958	-	-					0,30400	0,04500			-	-			0,30400	0,04500	2025
Итого		*9,003200*	*9,159280*	*15,464800*	*15,942409*	*15,464800*	*15,942409*	*13,089530*	*10,110797*	*15,464800*	*15,942409*	-	-	*15,464800*	*15,942409*			
Неорганизованные источники																		
Сварочные работы	6904	0,02131	0,01080	0,01761	0,00449	0,01761	0,00449	0,01761	0,00302	0,01761	0,00449	-	-	0,01761	0,00449	0,01761	0,00449	2023
Итого		*0,021310*	*0,010800*	*0,017610*	*0,004490*	*0,017610*	*0,004490*	*0,017610*	*0,003017*	*0,017610*	*0,004490*	-	-	*0,017610*	*0,004490*	-	-	-
Всего по ЗВ		**9,024510**	**9,170080**	**15,482410**	**15,946899**	**15,482410**	**15,946899**	**13,107140**	**10,113814**	**15,482410**	**15,946899**	-	-	**15,482410**	**15,946899**			
(0342) Фтористые газ. соед. (617)																		
Организованные источники																		
Итого		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Неорганизованные источники																		
Сварочные работы	6904	2,60E-04	1,40E-05	2,60E-04	6,98E-05	2,60E-04	6,98E-05	2,60E-04	4,47E-05	2,60E-04	6,98E-05	-	-	2,60E-04	6,98E-05	0,00026	0,00006975	2023
Итого		*2,60E-04*	*1,40E-05*	*2,60E-04*	*6,98E-05*	*2,60E-04*	*6,98E-05*	*2,60E-04*	*4,47E-05*	*2,60E-04*	*6,98E-05*	-	-	*2,60E-04*	*6,98E-05*	*0,00026*	*0,00006975*	
Всего по ЗВ		**0,000260**	**0,000014**	**0,000260**	**0,000070**	**0,000260**	**0,000070**	**0,000260**	**0,000045**	**0,000260**	**0,000070**	**-**	**-**	**0,000260**	**0,000070**			
(0344) Фториды неорг. плохо раств. (615)																		
Организованные источники																		
Итого		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Неорганизованные источники																		
Сварочные работы	6904	2,80E-04	1,50E-05	2,80E-04	7,50E-05	2,80E-04	7,50E-05	2,80E-04	4,80E-05	2,80E-04	7,50E-05	-	-	0,00028	0,000075	0,00028	7,50E-05	2023
Итого		*2,80E-04*	*1,50E-05*	*2,80E-04*	*7,50E-05*	*2,80E-04*	*7,50E-05*	*2,80E-04*	*4,80E-05*	*2,80E-04*	*7,50E-05*	-	-	*2,80E-04*	*7,50E-05*			
Всего по ЗВ		**0,000280**	**0,000015**	**0,000280**	**0,000075**	**0,000280**	**0,000075**	**0,000280**	**0,000048**	**0,000280**	**0,000075**	**-**	**-**	**0,000280**	**0,000075**			
(0415) Смесь углев. пред. С1-С5 (1502*)																		
Организованные источники																		
Итого		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Неорганизованные источники																		
скв.Г-9.Блок приемных емкостей бурового раствора	6909	-	-	-	-	-	-	0,04645	0,006915	-	-	-	-	-	-	0,04645	0,006915	2025
скв.Г-9.Площадка хранения бурового шлама	6910	-	-	-	-	-	-	0,00771	0,00116	-	-	-	-	-	-	0,00771	0,00116	2025
Итого		-	-	-	-	-	-	*5,42E-02*	*8,08E-03*	-	-	-	-	-	-			
Всего по ЗВ		-	-	-	-	-	-	**0,054160**	**0,008075**	-	-	-	-	-	-			
(0416) Смесь углев. пред. С6-С10 (1503*)																		
Организованные источники																		
Итого		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Неорганизованные источники																		
скв.Г-9.Блок приемных емкостей бурового раствора	6909	-	-	-	-	-	-	0,01718	0,00256	-	-	-	-	-	-	0,01718	0,00256	2025
скв.Г-9.Площадка хранения бурового шлама	6910	-	-	-	-	-	-	0,00285	0,00043	-	-	-	-	-	-	0,00285	0,00043	2025
Итого		-	-	-	-	-	-	*0,02003*	*0,00299*	-	-	-	-	-	-	*0,02003*	*0,00299*	

Производство цех, участок	Номер ист. выб-роса	Ориентировочные нормативы выбросы загрязняющих веществ																Год дос-тиже-ния НДВ
		существующее положение на 2022 год		на 2023 год		на 2024 год		на 2025 год		на 2026 год		на 2027 год		на периоды 2028-2032 гг. и 2033-2037 гг.		НДВ		
Код и наименование ЗВ		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
Всего по ЗВ		-	-	-	-	-	-	**0,020030**	**0,002990**	-	-	-	-	-	-			
(0602) Бензол (64)																		
Организованные источники																		
Итого		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Неорганизованные источники																		
скв.Г-9.Блок приемных емкостей бурового раствора	6909	-	-	-	-	-	-	2,25E-04	3,34E-05	-	-	-	-	-	-	2,25E-04	3,34E-05	2025
скв.Г-9.Площадка хранения бурового шлама	6910	-	-	-	-	-	-	3,74E-05	5,65E-06	-	-	-	-	-	-	3,74E-05	5,65E-06	2025
Итого		-	-	-	-	-	-	*2,62E-04*	*3,91E-05*	-	-	-	-	-	-	*2,62E-04*	*3,91E-05*	
Всего по ЗВ		-	-	-	-	-	-	**0,000262**	**0,000039**	-	-	-	-	-	-			
(0616) Ксилол (322)																		
Организованные источники																		
Итого		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Неорганизованные источники																		
скв.Г-9.Блок приемных емкостей бурового раствора	6909	-	-	-	-	-	-	1,03E-04	1,58E-05	-	-	-	-	-	-	1,03E-04	1,58E-05	2025
скв.Г-9.Площадка хранения бурового шлама	6910	-	-	-	-	-	-	1,82E-05	2,74E-06	-	-	-	-	-	-	1,82E-05	2,74E-06	2025
Итого		-	-	-	-	-	-	*1,21E-04*	*1,85E-05*	-	-	-	-	-	-	*1,21E-04*	*1,85E-05*	
Всего по ЗВ		-	-	-	-	-	-	**0,000121**	**0,000019**	-	-	-	-	-	-			
(0621) Толуол (558)																		
Организованные источники																		
Итого		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Неорганизованные источники																		
скв.Г-9.Блок приемных емкостей бурового раствора	6909	-	-	-	-	-	-	1,39E-04	2,07E-05	-	-	-	-	-	-	1,39E-04	2,07E-05	2025
скв.Г-9.Площадка хранения бурового шлама	6910	-	-	-	-	-	-	2,35E-05	3,55E-06	-	-	-	-	-	-	2,35E-05	3,55E-06	2025
Итого		-	-	-	-	-	-	*1,63E-04*	*2,43E-05*	-	-	-	-	-	-	*1,63E-04*	*2,43E-05*	
Всего по ЗВ		-	-	-	-	-	-	**0,000163**	**0,000024**	-	-	-	-	-	-			
(0703) 3,4-Бензпирен (54)																		
Организованные источники																		
скв.Г-9. ДЭС Д-144 сварочного агр. 37 кВт	1909	-	-	-	-	-	-	1,34E-07	7,00E-10	-	-	-	-	-	-	1,34E-07	7,00E-10	2025
Б/У А-50.Двигатель ЯМЗ 238 ДЕ-2 100 кВт	1913	-	-	-	-	-	-	3,33E-07	9,24E-08	-	-	-	-	-	-	3,33E-07	9,24E-08	2025
Дизель канат.подъем. типа LandLine D на базе MAN	1914	-	-	9,80E-07	2,26E-07	9,80E-07	2,26E-07	9,80E-07	2,26E-07	9,80E-07	2,26E-07	-	-	9,80E-07	2,26E-07	9,80E-07	2,26E-07	2023
Дизель цемент. техники ЗЦА-400	1915	-	-	-	-	-	-	1,63E-06	2,80E-08	-	-	-	-	-	-	1,63E-06	2,80E-08	2025
Дизель установки опрессовки АН-700	1916	-	-	-	-	-	-	1,67E-06	1,20E-07	-	-	-	-	-	-	1,67E-06	1,20E-07	2025
Дизель смесительной машины СМН-20	1917	-	-	-	-	-	-	9,81E-07	1,08E-07	-	-	-	-	-	-	9,81E-07	1,08E-07	2025
Бойлер	1918	-	-	-	-	-	-	7,00E-09	3,60E-09	-	-	-	-	-	-	7,00E-09	3,60E-09	2025
Дизель CG12V190 для бур. насоса №1 RL2NB-800	1930	2,92E-06	5,58E-06	3,19E-06	5,82E-06	3,19E-06	5,82E-06	3,19E-06	3,32E-06	3,19E-06	5,82E-06	-	-	3,19E-06	5,82E-06	3,19E-06	5,82E-06	2023
Дизель CG12V190 для бур. насоса №2 RL2NB-800	1931	-	-	3,19E-06	5,82E-06	3,19E-06	5,82E-06	3,19E-06	3,32E-06	3,19E-06	5,82E-06	-	-	3,19E-06	5,82E-06	3,19E-06	5,82E-06	2023
Дизель привода лебедки и ротора типа CAT-15	1932	1,17E-06	3,35E-06	1,17E-06	2,46E-06	1,17E-06	2,46E-06	1,17E-06	1,41E-06	1,17E-06	2,46E-06	-	-	1,17E-06	2,46E-06	1,17E-06	2,46E-06	2023
Дизель установки CAT-18, 522кВт	1933	1,01E-06	2,56E-06	1,74E-06	3,78E-06	1,74E-06	3,78E-06	1,74E-06	2,16E-06	1,74E-06	3,78E-06	-	-	1,74E-06	3,78E-06	1,74E-06	3,78E-06	2023
Дизельная установка CAT-9 ДЭС- 224	1934	-	-	7,47E-07	2,69E-06	7,47E-07	2,69E-06	7,47E-07	1,70E-06	7,47E-07	2,69E-06	-	-	7,47E-07	2,69E-06	7,47E-07	2,69E-06	2023
Осветительная мачта Atlas, 15кВт	1935	5,40E-08	6,22E-08	5,40E-08	9,01E-08	5,40E-08	9,01E-08	5,40E-08	5,34E-08	5,40E-08	9,01E-08	-	-	5,40E-08	9,01E-08	5,40E-08	9,01E-08	2023
Бойлер 80НР	1936	7,00E-09	2,56E-08	4,30E-08	1,46E-07	4,30E-08	1,46E-07	4,30E-08	8,02E-08	4,30E-08	1,46E-07	-	-	4,30E-08	1,46E-07	4,30E-08	1,46E-07	2023
Дизель генератора сварочного агр. Д-144	1937	1,34E-07	7,00E-09	1,34E-07	4,45E-08	1,34E-07	4,45E-08	1,34E-07	2,87E-08	1,34E-07	4,45E-08	-	-	1,34E-07	4,45E-08	1,34E-07	4,45E-08	2023

Производство цех, участок	Номер ист. выб-роса	Ориентировочные нормативы выбросы загрязняющих веществ																Год дос-тиже-ния НДВ
		существующее положение на 2022 год		на 2023 год		на 2024 год		на 2025 год		на 2026 год		на 2027 год		на периоды 2028-2032 гг. и 2033-2037 гг.		НДВ		
Код и наименование ЗВ		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
Дизель установки насоса ГРП (SPF-743)	1941	5,98E-06	2,04E-06	1,38E-06	1,02E-06	1,38E-06	1,02E-06	-	-	1,38E-06	1,02E-06	-	-	1,38E-06	1,02E-06	1,38E-06	1,02E-06	2023
Дизель установки насоса ГРП (SPF-743)	1942	-	-	1,38E-06	1,02E-06	1,38E-06	1,02E-06	-	-	1,38E-06	1,02E-06	-	-	1,38E-06	1,02E-06	1,38E-06	1,02E-06	2023
Дизель установки насоса ГРП (SPF-743)	1943	-	-	1,38E-06	1,02E-06	1,38E-06	1,02E-06	-	-	1,38E-06	1,02E-06	-	-	1,38E-06	1,02E-06	1,38E-06	1,02E-06	2023
Дизель установки насоса ГРП (SPF-743)	1944	-	-	1,38E-06	1,02E-06	1,38E-06	1,02E-06	-	-	1,38E-06	1,02E-06	-	-	1,38E-06	1,02E-06	1,38E-06	1,02E-06	2023
ДЭС CAT-32 пескосм. установки	1945	1,04E-06	1,02E-06	1,04E-06	3,98E-07	1,04E-06	3,98E-07	-	-	1,04E-06	3,98E-07	-	-	1,04E-06	3,98E-07	1,04E-06	3,98E-07	2023
Дизель CAT-3412E затрубного насоса, 370кВт	1946	1,47E-06	7,16E-07	1,23E-06	1,02E-06	1,23E-06	1,02E-06	-	-	1,23E-06	1,02E-06	-	-	1,23E-06	1,02E-06	1,23E-06	1,02E-06	2023
Дизель нагнетательной установки (SUS-235)	1947	4,90E-07	2,96E-07	4,90E-07	1,48E-07	4,90E-07	1,48E-07	-	-	4,90E-07	1,48E-07	-	-	4,90E-07	1,48E-07	4,90E-07	1,48E-07	2023
Дизель модуля управления, 25кВт	1948	9,00E-08	7,94E-08	9,00E-08	3,97E-08	9,00E-08	3,97E-08	-	-	9,00E-08	3,97E-08	-	-	9,00E-08	3,97E-08	9,00E-08	3,97E-08	2023
Диз.двиг. CUMMINS QSB7 для подачи пропанта	1949	1,10E-06	1,18E-06	1,04E-06	5,68E-07	1,04E-06	5,68E-07	-	-	1,04E-06	5,68E-07	-	-	1,04E-06	5,68E-07	1,04E-06	5,68E-07	2023
Дизель генератора, 64кВт	1950	1,63E-07	1,67E-07	2,31E-07	1,42E-07	2,31E-07	1,42E-07	-	-	2,31E-07	1,42E-07	-	-	2,31E-07	1,42E-07	2,31E-07	1,42E-07	2023
Парогенератор с теплообменником Dutchoffshore	1951	4,30E-08	3,71E-08	4,30E-08	1,86E-08	4,30E-08	1,86E-08	-	-	4,30E-08	1,86E-08	-	-	4,30E-08	1,86E-08	4,30E-08	1,86E-08	2023
скв.Г-9.Установка ПАП-60/80. ДЭС ЯМЗ-238ДЕ-2	1952	-	-	7,33E-07	3,46E-07	7,33E-07	3,46E-07	7,33E-07	6,79E-07	7,33E-07	3,46E-07	-	-	7,33E-07	3,46E-07	7,33E-07	6,79E-07	2025
скв. Г-9.Дизель привода бур. насоса №1 SL3NB-1300	1953	8,10E-07	5,54E-07	2,89E-06	1,06E-06	2,89E-06	1,06E-06	2,89E-06	2,37E-06	2,89E-06	1,06E-06	-	-	2,89E-06	1,06E-06	2,89E-06	2,37E-06	2025
скв. Г-9.Дизель привода бур. насоса №2 SL3NB-1300	1954	-	-	2,89E-06	1,06E-06	2,89E-06	1,06E-06	2,89E-06	2,37E-06	2,89E-06	1,06E-06	-	-	2,89E-06	1,06E-06	2,89E-06	2,37E-06	2025
ДЭС ЯМЗ-238, 100кВт	1955	3,33E-07	6,72E-07	3,30E-07	1,36E-07	3,30E-07	1,36E-07	3,30E-07	3,05E-07	3,30E-07	1,36E-07	-	-	3,30E-07	1,36E-07	3,30E-07	3,05E-07	2025
ДЭС ЯМЗ-7511, 200кВт	1956	-	-	6,67E-07	2,85E-07	6,67E-07	2,85E-07	6,67E-07	5,03E-07	6,67E-07	2,85E-07	-	-	6,67E-07	2,85E-07	6,67E-07	5,03E-07	2025
Осветительная мачта PCA POWER 400MLT	1957	2,50E-08	1,03E-08	3,00E-08	2,57E-08	3,00E-08	2,57E-08	3,00E-08	4,96E-08	3,00E-08	2,57E-08	-	-	3,00E-08	2,57E-08	3,00E-08	4,96E-08	2025
Дизель цемент. техники ЗЦА-320	1958	-	-	-	-	-	-	5,88E-07	9,50E-09	-	-	-	-	-	-	5,88E-07	9,50E-09	2025
Итого		*1,68E-05*	*1,84E-05*	*2,85E-05*	*3,04E-05*	*2,85E-05*	*3,04E-05*	*2,41E-05*	*1,89E-05*	*2,85E-05*	*3,04E-05*	-	-	*2,85E-05*	*3,04E-05*			
Неорганизованные источники																		
Итого		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Всего по ЗВ		**0,0000168**	**0,0000184**	**0,0000285**	**0,0000304**	**0,0000285**	**0,0000304**	**0,0000241**	**0,0000189**	**0,0000285**	**0,0000304**	-	-	**0,0000285**	**0,0000304**			
(1325) Формальдегид (609)																		
Организованные источники																		
скв.Г-9. ДЭС Д-144 сварочного агр. 37 кВт	1909	-	-	-	-	-	-	0,00154	0,00001	-	-	-	-	-	-	0,00154	0,00001	2025
Б/У А-50.Двигатель ЯМЗ 238 ДЕ-2 100 кВт	1913	-	-	-	-	-	-	0,00333	0,00084	-	-	-	-	-	-	0,00333	0,00084	2025
Дизель канат.подъем. типа LandLine D на базе MAN	1914	-	-	0,00980	0,00210	0,00980	0,00210	0,00980	0,00210	0,00980	0,00210	-	-	0,00980	0,00210	0,00980	0,00210	2025
Дизель цемент. техники ЗЦА-400	1915	-	-	-	-	-	-	0,01633	0,00026	-	-	-	-	-	-	0,01633	0,00026	2023
Дизель установки опрессовки АН-700	1916	-	-	-	-	-	-	0,01667	0,00109	-	-	-	-	-	-	0,01667	0,00109	2025
Дизель смесительной машины СМН-20	1917	-	-	-	-	-	-	0,00981	0,00098	-	-	-	-	-	-	0,00981	0,00098	2025
Дизель CG12V190 для бур. насоса №1 RL2NB-800	1930	0,02660	0,04960	0,03680	0,06350	0,03680	0,06350	0,03680	0,03630	0,03680	0,06350	-	-	0,03680	0,06350	0,03680	0,06350	2023
Дизель CG12V190 для бур. насоса №2 RL2NB-800	1931	-	-	0,03680	0,06350	0,03680	0,06350	0,03680	0,03630	0,03680	0,06350	-	-	0,03680	0,06350	0,03680	0,06350	2023
Дизель привода лебедки и ротора типа CAT-15	1932	0,01170	0,03050	0,01170	0,02240	0,01170	0,02240	0,01170	0,01278	0,01170	0,02240	-	-	0,01170	0,02240	0,01170	0,02240	2023
Дизель установки CAT-18, 522кВт	1933	0,01010	0,02330	0,01740	0,03440	0,01740	0,03440	0,01740	0,01964	0,01740	0,03440	-	-	0,01740	0,03440	0,01740	0,03440	2023
Дизельная установка CAT-9 ДЭС- 224	1934	-	-	0,00750	0,02440	0,00750	0,02440	0,00750	0,01542	0,00750	0,02440	-	-	0,00750	0,02440	0,00750	0,02440	2023
Осветительная мачта Atlas, 15кВт	1935	0,00060	0,00060	0,00060	0,00100	0,00060	0,00100	0,00060	0,00058	0,00060	0,00100	-	-	0,00060	0,00100	0,00060	0,00100	2023

Производство цех, участок	Номер ист. выб-роса	Ориентировочные нормативы выбросы загрязняющих веществ																Год дос-тиже-ния НДВ
		существующее положение на 2022 год		на 2023 год		на 2024 год		на 2025 год		на 2026 год		на 2027 год		на периоды 2028-2032 гг. и 2033-2037 гг.		НДВ		
Код и наименование ЗВ		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
Дизель генератора сварочного агр. Д-144	1937	0,00150	0,00008	0,00150	0,00049	0,00150	0,00049	0,00150	0,00031	0,00150	0,00049	-	-	0,00150	0,00049	0,00150	0,00049	2023
Дизель установки насоса ГРП (SPF-743)	1941	0,05900	0,02220	0,01380	0,00930	0,01380	0,00930	-	-	0,01380	0,00930	-	-	0,01380	0,00930	0,01380	0,00930	2023
Дизель установки насоса ГРП (SPF-743)	1942	-	-	0,01380	0,00930	0,01380	0,00930	-	-	0,01380	0,00930	-	-	0,01380	0,00930	0,01380	0,00930	2023
Дизель установки насоса ГРП (SPF-743)	1943	-	-	0,01380	0,00930	0,01380	0,00930	-	-	0,01380	0,00930	-	-	0,01380	0,00930	0,01380	0,00930	2023
Дизель установки насоса ГРП (SPF-743)	1944	-	-	0,01380	0,00930	0,01380	0,00930	-	-	0,01380	0,00930	-	-	0,01380	0,00930	0,01380	0,00930	2023
ДЭС CAT-32 пескосм. установки	1945	0,01040	0,00920	0,01040	0,00360	0,01040	0,00360	-	-	0,01040	0,00360	-	-	0,01040	0,00360	0,01040	0,00360	2023
Дизель CAT-3412E затрубного насоса, 370кВт	1946	0,01470	0,00660	0,01230	0,00930	0,01230	0,00930	-	-	0,01230	0,00930	-	-	0,01230	0,00930	0,01230	0,00930	2023
Дизель нагнетательной установки (SUS-235)	1947	0,00490	0,00260	0,00490	0,00130	0,00490	0,00130	-	-	0,00490	0,00130	-	-	0,00490	0,00130	0,00490	0,00130	2023
Дизель модуля управления, 25кВт	1948	0,00100	0,00080	0,00100	0,00040	0,00100	0,00040	-	-	0,00100	0,00040	-	-	0,00100	0,00040	0,00100	0,00040	2023
Диз.двиг. CUMMINS QSB7 для подачи пропанта	1949	0,01100	0,01080	0,01040	0,00520	0,01040	0,00520	-	-	0,01040	0,00520	-	-	0,01040	0,00520	0,01040	0,00520	2023
Дизель генератора, 64кВт	1950	0,00190	0,00182	0,00270	0,00150	0,00270	0,00150	-	-	0,00270	0,00150	-	-	0,00270	0,00150	0,00270	0,00150	2023
скв.Г-9.Установка ПАП-60/80. ДЭС ЯМЗ-238ДЕ-2	1952	-	-	0,00730	0,00310	0,00730	0,00310	0,00730	0,00620	0,00730	0,00310	-	-	0,00730	0,00310	0,00730	0,00310	2025
скв. Г-9.Дизель привода бур. насоса №1 SL3NB-1300	1953	0,00810	0,00500	0,03330	0,01150	0,03330	0,01150	0,03330	0,02590	0,03330	0,01150	-	-	0,03330	0,01150	0,03330	0,01150	2025
скв. Г-9.Дизель привода бур. насоса №2 SL3NB-1300	1954	-	-	0,03330	0,01150	0,03330	0,01150	0,03330	0,02590	0,03330	0,01150	-	-	0,03330	0,01150	0,03330	0,01150	2025
ДЭС ЯМЗ-238, 100кВт	1955	0,00330	0,00610	0,00330	0,00120	0,00330	0,00120	0,00330	0,00280	0,00330	0,00120	-	-	0,00330	0,00120	0,00330	0,00120	2025
ДЭС ЯМЗ-7511, 200кВт	1956	-	-	0,00670	0,00260	0,00670	0,00260	0,00670	0,00460	0,00670	0,00260	-	-	0,00670	0,00260	0,00670	0,00260	2025
Осветительная мачта PCA POWER 400MLT	1957	0,00030	0,00020	0,00030	0,00030	0,00030	0,00030	0,00034	0,00054	0,00030	0,00030	-	-	0,00030	0,00030	0,00030	0,00030	2025
Дизель цемент. техники ЗЦА-320	1958	-	-	-	-	-	-	0,00590	0,00010	-	-	-	-	-	-	0,00590	0,00010	2025
Итого		*0,165100*	*0,169396*	*0,303200*	*0,300485*	*0,303200*	*0,300485*	*0,259920*	*0,192651*	*0,303200*	*0,300485*	-	-	*0,303200*	*0,300485*			
Неорганизованные источники																		
Итого		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Всего по ЗВ		**0,165100**	**0,169396**	**0,303200**	**0,300485**	**0,303200**	**0,300485**	**0,259920**	**0,192651**	**0,303200**	**0,300485**	**-**	**-**	**0,303200**	**0,300485**			
(2735) Масло мин. нефтяное (716*)																		
Организованные источники																		
Установка хранения масла. Баки машинного, отработанного масел.	1911	0,0004117	0,0008754	0,0004117	0,0004387	0,0004117	0,0004387	0,0004117	0,000438	0,0004117	0,0004387	-	-	0,0004117	0,0004387	0,0004117	0,000657	2025
Итого		*0,000412*	*0,000875*	*0,000412*	*0,000439*	*0,000412*	*0,000439*	*0,000412*	*0,000438*	*0,000412*	*0,000439*	-	-	*0,000412*	*0,000439*			
Неорганизованные источники																		
скв. Г-9, скв. 9835. Заправка спецтехники	6906	-	-	-	-	-	-	0,00101	1,04E-07	-	-	-	-	-	-	0,00101	1,04E-07	2025
Склад ГСМ	6907	0,00090	0,00317	0,00090	0,00457	0,00090	0,00457	0,00090	0,00426	0,00090	0,00457	-	-	0,00090	0,00457	0,00090	0,00465	2025
скв.Г-9.Блок приемных емкостей бурового раствора	6909	-	-	-	-	-	-	0,01388	0,00195	-	-	-	-	-	-	0,01388	0,00195	2025
скв.Г-9.Площадка хранения бурового шлама	6910	-	-	-	-	-	-	5,34E-05	8,07E-06	-	-	-	-	-	-	5,34E-05	8,07E-06	2025
Итого		*0,000900*	*0,003174*	*0,000900*	*0,004567*	*0,000900*	*0,004567*	*0,015843*	*0,006219*	*0,000900*	*0,004567*	-	-	*0,000900*	*0,004567*			
Всего по ЗВ		**0,001312**	**0,004049**	**0,001312**	**0,005006**	**0,001312**	**0,005006**	**0,016255**	**0,006657**	**0,001312**	**0,005006**	**-**	**-**	**0,001312**	**0,005006**			
(2754) Углеводороды пред. С12-С19 (10)																		
Организованные источники																		
скв.Г-9. ДЭС Д-144 сварочного агр. 37 кВт	1909	-	-	-	-	-	-	0,037	0,000187	-	-	-	-	-	-	0,037	0,000187	2025
Емкости д/т. Дыхат.патрубок	1910	0,01955	0,00421	0,01955	0,00343	0,01955	0,00343	0,01955	0,002464	0,01955	0,00343	-	-	0,01955	0,00343	0,01955	0,00363	2025
Б/У А-50.Двигатель ЯМЗ 238 ДЕ-2 100 кВт	1913	-	-	-	-	-	-	0,08056	0,02016	-	-	-	-	-	-	0,08056	0,02016	2025
Дизель канат.подъем. типа LandLine D на базе MAN	1914	-	-	0,23680	0,04930	0,23680	0,04930	0,23680	0,04940	0,23680	0,04930	-	-	0,23680	0,04930	0,23680	0,04930	2023

Производство цех, участок	Номер ист. выб-роса	Ориентировочные нормативы выбросы загрязняющих веществ																Год дос-тиже-ния НДВ
		существующее положение на 2022 год		на 2023 год		на 2024 год		на 2025 год		на 2026 год		на 2027 год		на периоды 2028-2032 гг. и 2033-2037 гг.		НДВ		
Код и наименование ЗВ		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
Дизель цемент. техники ЗЦА-400	1915	-	-	-	-	-	-	0,39460	0,00610	-	-	-	-	-	-	0,39460	0,00610	2025
Дизель установки опрессовки АН-700	1916	-	-	-	-	-	-	0,40278	0,02622	-	-	-	-	-	-	0,40278	0,02622	2025
Дизель смесительной машины СМН-20	1917	-	-	-	-	-	-	0,23699	0,02352	-	-	-	-	-	-	0,23699	0,02352	2023
Дизель CG12V190 для бур. насоса №1 RL2NB-800	1930	0,63740	1,24140	0,88200	1,58690	0,88200	1,58690	0,88200	0,90681	0,88200	1,58690	-	-	0,88200	1,58690	0,88200	1,58690	2023
Дизель CG12V190 для бур. насоса №2 RL2NB-800	1931	-	-	0,88200	1,58690	0,88200	1,58690	0,88200	0,90681	0,88200	1,58690	-	-	0,88200	1,58690	0,88200	1,58690	2023
Дизель привода лебедки и ротора типа CAT-15	1932	0,26190	0,73160	0,28190	0,53690	0,28190	0,53690	0,28190	0,30681	0,28190	0,53690	-	-	0,28190	0,53690	0,28190	0,53690	2023
Дизель установки CAT-18, 522кВт	1933	0,24290	0,56010	0,42050	0,82500	0,42050	0,82500	0,42050	0,47145	0,42050	0,82500	-	-	0,42050	0,82500	0,42050	0,82500	2023
Дизельная установка CAT-9 ДЭС- 224	1934	-	-	0,18040	0,58642	0,18040	0,58642	0,18040	0,37016	0,18040	0,58642	-	-	0,18040	0,58642	0,18040	0,58642	2023
Осветительная мачта Atlas, 15кВт	1935	0,01500	0,01700	0,01500	0,02460	0,01500	0,02460	0,01500	0,01457	0,01500	0,02460	-	-	0,01500	0,02460	0,01500	0,02460	2023
Дизель генератора сварочного агр. Д-144	1937	0,03700	0,00200	0,03700	0,01210	0,03700	0,01210	0,03700	0,00781	0,03700	0,01210	-	-	0,03700	0,01210	0,03700	0,01210	2023
Дизель установки насоса ГРП (SPF-743)	1941	1,65490	0,55720	0,33330	0,22290	0,33330	0,22290	-	-	0,33330	0,22290	-	-	0,33330	0,22290	0,33330	0,22290	2023
Дизель установки насоса ГРП (SPF-743)	1942	-	-	0,33330	0,22290	0,33330	0,22290	-	-	0,33330	0,22290	-	-	0,33330	0,22290	0,33330	0,22290	2023
Дизель установки насоса ГРП (SPF-743)	1943	-	-	0,33330	0,22290	0,33330	0,22290	-	-	0,33330	0,22290	-	-	0,33330	0,22290	0,33330	0,22290	2023
Дизель установки насоса ГРП (SPF-743)	1944	-	-	0,33330	0,22290	0,33330	0,22290	-	-	0,33330	0,22290	-	-	0,33330	0,22290	0,33330	0,22290	2023
ДЭС CAT-32 пескосм. установки	1945	0,25180	0,22300	0,25180	0,08690	0,25180	0,08690	-	-	0,25180	0,08690	-	-	0,25180	0,08690	0,25180	0,08690	2023
Дизель CAT-3412E затрубного насоса, 370кВт	1946	0,35550	0,15600	0,29810	0,22290	0,29810	0,22290	-	-	0,29810	0,22290	-	-	0,29810	0,22290	0,29810	0,22290	2023
Дизель нагнетательной установки (SUS-235)	1947	0,11850	0,06480	0,11850	0,03240	0,11850	0,03240	-	-	0,11850	0,03240	-	-	0,11850	0,03240	0,11850	0,03240	2023
Дизель модуля управления, 25кВт	1948	0,02500	0,02160	0,02500	0,01080	0,02500	0,01080	-	-	0,02500	0,01080	-	-	0,02500	0,01080	0,02500	0,01080	2023
Диз.двиг. CUMMINS QSB7 для подачи пропанта	1949	0,26580	0,25740	0,25180	0,12380	0,25180	0,12380	-	-	0,25180	0,12380	-	-	0,25180	0,12380	0,25180	0,12380	2023
Дизель генератора, 64кВт	1950	0,04500	0,04560	0,06400	0,03870	0,06400	0,03870	-	-	0,06400	0,03870	-	-	0,06400	0,03870	0,06400	0,03870	2023
скв.Г-9.Установка ПАП-60/80. ДЭС ЯМЗ-238ДЕ-2	1952	-	-	0,17720	0,07540	0,17720	0,07540	0,17720	0,14810	0,17720	0,07540	-	-	0,17720	0,07540	0,17720	0,14810	2025
скв. Г-9.Дизель привода бур. насоса №1 SL3NB-1300	1953	0,19580	0,12060	0,80000	0,28790	0,80000	0,28790	0,80000	0,64630	0,80000	0,28790	-	-	0,80000	0,28790	0,80000	0,64630	2025
скв. Г-9.Дизель привода бур. насоса №2 SL3NB-1300	1954	-	-	0,80000	0,28790	0,80000	0,28790	0,80000	0,64630	0,80000	0,28790	-	-	0,80000	0,28790	0,80000	0,64630	2025
ДЭС ЯМЗ-238, 100кВт	1955	0,08060	0,14650	0,08060	0,02970	0,08060	0,02970	0,08060	0,06660	0,08060	0,02970	-	-	0,08060	0,02970	0,08060	0,06660	2025
ДЭС ЯМЗ-7511, 200кВт	1956	-	-	0,16110	0,06210	0,16110	0,06210	0,16110	0,10970	0,16110	0,06210	-	-	0,16110	0,06210	0,16110	0,10970	2025
Осветительная мачта PCA POWER 400MLT	1957	0,00700	0,00280	0,00830	0,00700	0,00830	0,00700	0,00830	0,01352	0,00830	0,00700	-	-	0,00830	0,00700	0,00830	0,01352	2025
Дизель цемент. техники ЗЦА-320	1958	-	-	-	-	-	-	0,14220	0,00210	-	-	-	-	-	-	0,14220	0,00210	2025
Итого		*4,213650*	*4,151810*	*7,324750*	*7,368652*	*7,324750*	*7,368652*	*6,276480*	*4,745091*	*7,324750*	*7,368652*	-	-	*7,324750*	*7,368652*			
Неорганизованные источники																		
скв. Г-9, скв. 9835. Заправка спецтехники	6906	-	-	-	-	-	-	0,011200	0,00011	-	-	-	-	-	-	0,011200	0,00011	2025
Склад ГСМ	6907	0,000894	0,003167	0,000894	0,004559	0,000894	0,004559	0,000894	0,004249	0,000894	0,004559	-	-	8,94E-04	0,004559	8,94E-04	0,004249	2025
Итого		*0,000894*	*0,003167*	*0,000894*	*0,004559*	*0,000894*	*0,004559*	*0,012094*	*0,004359*	*0,000894*	*0,004559*	-	-	*0,000894*	*0,004559*	*1,21E-02*	*4,36E-03*	
Всего по ЗВ		**4,214544**	**4,154977**	**7,325644**	**7,373211**	**7,325644**	**7,373211**	**6,288574**	**4,749450**	**7,325644**	**7,373211**	-	-	**7,325644**	**7,373211**			
(2908) Пыль неорг., SiO2 в %: 70-20																		
Организованные источники																		
Итого		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	

Производство цех, участок	Номер ист. выб-роса	Ориентировочные нормативы выбросы загрязняющих веществ																Год дос-тиже-ния НДВ
		существующее положение на 2022 год		на 2023 год		на 2024 год		на 2025 год		на 2026 год		на 2027 год		на периоды 2028-2032 гг. и 2033-2037 гг.		НДВ		
Код и наименование ЗВ		**г/с**	**т/год**	**г/с**	**т/год**	**г/с**	**т/год**	**г/с**	**т/год**	**г/с**	**т/год**	**г/с**	**т/год**	**г/с**	**т/год**	**г/с**	**т/год**	
Неорганизованные источники																		
скв. Г-9. Перемещение грунта	6902	-	-	-	-	-	-	0,10290	0,00290	-	-	-	-	-	-	0,10290	0,00290	2025
скв.Г-9. Перемещение щебня, цемента, песка при СМР	6903	-	-	-	-	-	-	0,23150	0,00150	-	-	-	-	-	-	0,23150	0,00150	2025
Сварочные работы	6904	0,00028	0,00002	0,00028	0,00008	0,00028	0,00008	0,00028	0,00005	0,00028	0,00008	-	-	0,00028	0,00008	0,00028	0,00008	2023
скв.Г-9. Участок пригот. цемент. р-ра	6911	-	-	-	-	-	-	0,05330	0,00020	-	-	-	-	-	-	0,05330	0,00020	2025
Итого		*0,000280*	*0,000015*	*0,000280*	*0,000075*	*0,000280*	*0,000075*	*0,387980*	*0,004652*	*0,000280*	*0,000075*	-	-	*0,000280*	*0,000075*			
Всего по ЗВ		**0,000280**	**0,000015**	**0,000280**	**0,000075**	**0,000280**	**0,000075**	**0,387980**	**0,004652**	**0,000280**	**0,000075**	-	-	**0,000280**	**0,000075**			
Всего по предприятию:		**28,556969**	**29,080191**	**48,833471**	**49,680713**	**48,833471**	**49,680713**	**42,224602**	**31,541950**	**48,833471**	**49,684134**	**0,001650**	**0,003421**	**48,833471**	**49,697819**			
из них																		
Итого по организованным источникам:		***28,477193***	***29,058822***	***48,757394***	***49,654510***	***48,757394***	***49,654510***	***41,379905***	***31,499298***	***48,757394***	***49,654510***	**-**	**-**	***48,757394***	***49,654510***			
Итого по неорганизованным источникам:		***0,079777***	***0,021369***	***0,076077***	***0,026204***	***0,076077***	***0,026204***	***0,844697***	***0,042651***	***0,076077***	***0,029625***	***0,001650***	***0,003421***	***0,076077***	***0,043310***			

Таблица 4.2.6.6 Ориентировочные нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу по Подварианту 2б. Проведение КРС на скв. РП-6 и скв. РП-7, бурение скв. РП-9 и скв. Г-9 (по источникам и загрязняющим веществам)

Производство цех, участок	Номер ист. выб-роса	Ориентировочные нормативы выбросы загрязняющих веществ																Год дости-жения НДВ
		существующее положение на 2022 год		на 2023 год		на 2024 год		на 2025 год		на 2026 год		на 2027 год		на периоды 2028-2032 гг. и 2033-2037 гг.		НДВ		
Код и наименование ЗВ		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
(0123) Железо (II, III) оксиды (274)																		
Организованные источники																		
Итого		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Неорганизованные источники																		
Сварочные работы	6904	0,03586	0,002016	0,03586	0,00815	0,03586	0,00815	0,03586	0,005508	0,03586	0,00815	-	-	0,03586	0,00815	0,03586	0,00815	2023
Итого		*0,03586*	*0,002016*	*0,03586*	*0,00815*	*0,03586*	*0,00815*	*0,03586*	*0,005508*	*0,03586*	*0,00815*	-	-	*0,03586*	*0,00815*	*0,03586*	*0,00815*	
Всего по ЗВ		**0,035860**	**0,002016**	**0,035860**	**0,008150**	**0,035860**	**0,008150**	**0,035860**	**0,005508**	**0,035860**	**0,008150**	**-**	**-**	**0,035860**	**0,008150**	**0,035860**	**0,008150**	
(0126) Калий хлорид (301)																		
Организованные источники																		
Итого		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Неорганизованные источники																		
скв.Г-9.Участок приготовления бурового раствора	6908	-	-	-	-	-	-	0,04667	0,00038	-	-	-	-	-	-	0,04667	0,00038	2025
Итого		-	-	-	-	-	-	*0,04667*	**0,000380**	-	-	-	-	-	-	*0,04667*	**0,000380**	
Всего по ЗВ		**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**0,046670**	**0,000380**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**0,046670**	**0,000380**	
(0128) Кальций оксид (Негашеная известь) (635*)																		
Организованные источники																		
Итого		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Неорганизованные источники																		
скв.Г-9.Участок приготовления бурового раствора	6908	-	-	-	-	-	-	0,04667	0,00042	-	-	-	-	-	-	0,04667	0,00042	2025
Итого		-	-	-	-	-	-	*0,04667*	*0,00042*	-	-	-	-	-	-	*0,04667*	*0,00042*	
Всего по ЗВ		**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**0,046670**	**0,000420**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**0,046670**	**0,000420**	
(0143) Марганец (327)																		
Организованные источники																		
Итого		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Неорганизованные источники																		
Сварочные работы	6904	0,00053	4,3E-05	0,00053	0,00019	0,00053	0,00019	0,00053	0,000124	0,00053	0,00019	-	-	0,00053	0,00019	0,00053	0,00019	2023
Итого		*0,00053*	*4,3E-05*	*0,00053*	*0,00019*	*0,00053*	*0,00019*	*0,00053*	*0,000124*	*0,00053*	*0,00019*	-	-	*0,00053*	*0,00019*	*0,00053*	*0,00019*	
Всего по ЗВ		**0,000530**	**0,000043**	**0,000530**	**0,000190**	**0,000530**	**0,000190**	**0,000530**	**0,000124**	**0,000530**	**0,000190**	**-**	**-**	**0,000530**	**0,000190**	**0,000530**	**0,000190**	
(0150) Сода каустическая																		
Организованные источники																		
Итого		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Неорганизованные источники																		
скв.Г-9.Участок приготовления бурового раствора	6908	-	-	-	-	-	-	0,04667	3,15E-05	-	-	-	-	-	-	0,04667	3,15E-05	2025
Итого		-	-	-	-	-	-	*0,04667*	*3,15E-05*	-	-	-	-	-	-	*0,04667*	*3,15E-05*	
Всего по ЗВ		-	-	-	-	-	-	**0,046670**	**3,153E-05**	-	-	-	-	-	-	**0,046670**	**3,153E-05**	
(0155) Сода кальцинированная																		
Организованные источники																		
Итого		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Неорганизованные источники																		
скв.Г-9.Участок приготовления бурового раствора	6908	-	-	-	-	-	-	0,140000	0,028465	-	-	-	-	-	-	0,140000	0,028465	2025
Итого		-	-	-	-	-	-	*0,140000*	*0,028465*	-	-	-	-	-	-	*0,140000*	*0,028465*	
Всего по ЗВ		-	-	-	-	-	-	**0,140000**	**0,028465**	-	-	-	-	-	-	**0,140000**	**0,028465**	
(0301) Азота диоксид (4)																		
Организованные источники																		
Дизель Caterpillar 3512 DITA для привода бур. лебедки OIME SL-2000, 878кВт	1901	-	-	-	-	-	-	2,10940	2,44973	-	-	-	-	-	-	2,10940	2,44973	2025
Дизель Caterpillar 3512 DITA для привода бур. лебедки OIME SL-2000, 878кВт	1902	-	-	-	-	-	-	2,10940	2,44973	-	-	-	-	-	-	2,10940	2,44973	2025
Дизель Caterpillar 3512 DITA для привода ротора B-37 1/2", 878кВт	1903	-	-	-	-	-	-	2,10940	2,44973	-	-	-	-	-	-	2,10940	2,44973	2025

Производство цех, участок	Номер ист. выб-роса	Ориентировочные нормативы выбросы загрязняющих веществ																Год дости-жения НДВ
		существующее положение на 2022 год		на 2023 год		на 2024 год		на 2025 год		на 2026 год		на 2027 год		на периоды 2028-2032 гг. и 2033-2037 гг.		НДВ		
Код и наименование ЗВ		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
Дизель Caterpillar 3512 DITA для привода,бур.насоса ContinentalEmsco-1600, 878кВт	1904	-	-	-	-	-	-	2,10940	2,44973	-	-	-	-	-	-	2,10940	2,44973	2025
ДЭС D-3412 300 кВт для электроснабжения (основной)	1905	-	-	-	-	-	-	0,64000	0,89231	-	-	-	-	-	-	0,64000	0,89231	2025
ДЭС 120 кВт (городок)	1906	-	-	-	-	-	-	0,25600	0,63584	-	-	-	-	-	-	0,25600	0,63584	2025
Осветительный агрегат TEREX/AMIDA AL-4000, 160кВт	1907	-	-	-	-	-	-	0,34130	0,29410	-	-	-	-	-	-	0,34130	0,29410	2025
Бойлер	1908	-	-	-	-	-	-	0,04090	0,14541	-	-	-	-	-	-	0,04090	0,14541	2025
ДЭС Д-144 сварочного агр. 37 кВт	1909	-	-	-	-	-	-	0,08470	0,00723	-	-	-	-	-	-	0,08470	0,00723	2025
Диз. генератор для освещения 177 кВт	1912	-	-	-	-	-	-	0,37760	0,13014	-	-	-	-	-	-	0,37760	0,13014	2025
Б/У А-50.Двигатель ЯМЗ 238 ДЕ-2 100 кВт	1913	-	-	-	-	-	-	0,21333	0,05376	-	-	-	-	-	-	0,21333	0,05376	2025
Дизель канатного подъем. типа LandLine D на базе MAN, 294кВт	1914	-	-	0,62720	0,13160	0,62720	0,13160	0,62720	0,13160	0,62720	0,13160	-	-	0,62720	0,13160	0,62720	0,13160	2023
Дизель цемент. техники 3ЦА-400(BJ Pacemaker model 35-8-5), 490 кВт	1915	-	-	-	-	-	-	1,04500	0,18073	-	-	-	-	-	-	1,04500	0,18073	2025
Дизель установки опрессовки АН-700, 500 кВт	1916	-	-	-	-	-	-	1,06667	0,23776	-	-	-	-	-	-	1,06667	0,23776	2025
Дизель смесительной машины СМН-20, 294 кВт	1917	-	-	-	-	-	-	0,62763	0,24061	-	-	-	-	-	-	0,62763	0,24061	2025
Бойлер	1918	-	-	-	-	-	-	0,00670	0,00345	-	-	-	-	-	-	0,00670	0,00345	2025
Дизель CG12V190 для привода бур. насоса №1 RL2NB-800	1930	1,78480	3,47610	2,11680	3,80860	2,11680	3,80860	-	-	2,11680	3,80860	-	-	2,11680	3,80860	2,11680	3,80860	2025
Дизель CG12V190 для привода бур. насоса №2 RL2NB-800	1931	-	-	2,11680	3,80860	2,11680	3,80860	-	-	2,11680	3,80860	-	-	2,11680	3,80860	2,11680	3,80860	2023
Дизель привода лебедки и ротора типа CAT-15	1932	0,74670	1,95100	0,74670	1,43180	0,74670	1,43180	-	-	0,74670	1,43180	-	-	0,74670	1,43180	0,74670	1,43180	2023
Дизель установки CAT-18, 522кВт	1933	0,64330	1,49340	1,11360	2,20010	1,11360	2,20010	-	-	1,11360	2,20010	-	-	1,11360	2,20010	1,11360	2,20010	2023
Дизельная установка CAT-9 ДЭС- 224	1934	-	-	0,47790	1,56380	0,47790	1,56380	-	-	0,47790	1,56380	-	-	0,47790	1,56380	0,47790	1,56380	2023
Осветительная мачта Atlas, 15кВт	1935	0,03430	0,03880	0,03430	0,05640	0,03430	0,05640	-	-	0,03430	0,05640	-	-	0,03430	0,05640	0,03430	0,05640	2023
Бойлер 80НР	1936	0,00665	0,02427	0,04090	0,13835	0,04090	0,13835	-	-	0,04090	0,13835	-	-	0,04090	0,13835	0,04090	0,13835	2023
Дизель генератора сварочного агр. Д-144	1937	0,08470	0,00440	0,08470	0,02780	0,08470	0,02780	-	-	0,08470	0,02780	-	-	0,08470	0,02780	0,08470	0,02780	2023
Дизель установки насоса ГРП (SPF-743), 414кВт	1941	3,97170	1,33740	0,88260	0,59440	0,88260	0,59440	-	-	0,88260	0,59440	-	-	0,88260	0,59440	0,88260	0,59440	2023
Дизель установки насоса ГРП (SPF-743), 414кВт	1942	-	-	0,88260	0,59440	0,88260	0,59440	-	-	0,88260	0,59440	-	-	0,88260	0,59440	0,88260	0,59440	2023
Дизель установки насоса ГРП (SPF-743), 414кВт	1943	-	-	0,88260	0,59440	0,88260	0,59440	-	-	0,88260	0,59440	-	-	0,88260	0,59440	0,88260	0,59440	2023
Дизель установки насоса ГРП (SPF-743), 414кВт	1944	-	-	0,88260	0,59440	0,88260	0,59440	-	-	0,88260	0,59440	-	-	0,88260	0,59440	0,88260	0,59440	2023
ДЭС CAT-32 пескосмесительной установки (Тягач Peterbilt), 313кВт	1945	0,66690	0,59440	0,66690	0,23180	0,66690	0,23180	-	-	0,66690	0,23180	-	-	0,66690	0,23180	0,66690	0,23180	2023
Дизель CAT-3412E затрубного насоса, 370кВт	1946	0,94140	0,41600	0,78930	0,59440	0,78930	0,59440	-	-	0,78930	0,59440	-	-	0,78930	0,59440	0,78930	0,59440	2023
Дизель нагнетательной установки (SUS-235), 147кВт	1947	0,31380	0,17280	0,31380	0,08640	0,31380	0,08640	-	-	0,31380	0,08640	-	-	0,31380	0,08640	0,31380	0,08640	2023
Дизель модуля управления, 25кВт	1948	0,05720	0,04980	0,05720	0,02490	0,05720	0,02490	-	-	0,05720	0,02490	-	-	0,05720	0,02490	0,05720	0,02490	2023

Производство цех, участок	Номер ист. выб-роса	Ориентировочные нормативы выбросы загрязняющих веществ																Год дости-жения НДВ
		существующее положение на 2022 год		на 2023 год		на 2024 год		на 2025 год		на 2026 год		на 2027 год		на периоды 2028-2032 гг. и 2033-2037 гг.		НДВ		
Код и наименование ЗВ		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
Диз.двиг. CUMMINS QSB7 для подачи пропанта, 313кВт	1949	0,70400	0,68660	0,66690	0,33020	0,66690	0,33020	-	-	0,66690	0,33020	-	-	0,66690	0,33020	0,66690	0,33020	2023
Дизель генератора, 64кВт	1950	0,10300	0,10440	0,14650	0,08880	0,14650	0,08880	-	-	0,14650	0,08880	-	-	0,14650	0,08880	0,14650	0,08880	2023
Парогенератор с теплообменником Dutchoffshore	1951	0,04085	0,03529	0,04085	0,01765	0,04085	0,01765	-	-	0,04085	0,01765	-	-	0,04085	0,01765	0,04085	0,01765	2023
Установка ПАП-60/80. ДЭС ЯМЗ-238ДЕ-2, 220кВт	1952	-	-	0,46930	0,20110	0,46930	0,20110	0,46930	0,39490	0,46930	0,20110	-	-	0,46930	0,20110	0,46930	0,39490	2025
ДизельG12V190 привода бур. насоса №1 SL3NB-1300, 800кВт	1953	0,51840	0,32180	1,92000	0,69090	1,92000	0,69090	1,92000	1,55110	1,92000	0,69090	-	-	1,92000	0,69090	1,92000	1,55110	2025
ДизельG12V190 привода бур. насоса №2 SL3NB-1300, 800кВт	1954	-	-	1,92000	0,69090	1,92000	0,69090	1,92000	1,55110	1,92000	0,69090	-	-	1,92000	0,69090	1,92000	1,55110	2025
ДЭС ЯМЗ-238, 100кВт	1955	0,21330	0,39070	0,21330	0,07910	0,21330	0,07910	0,21330	0,17790	0,21330	0,07910	-	-	0,21330	0,07910	0,21330	0,17790	2025
ДЭС ЯМЗ-7511, 200кВт	1956	-	-	0,42670	0,16560	0,42670	0,16560	0,42670	0,29240	0,42670	0,16560	-	-	0,42670	0,16560	0,42670	0,29240	2025
Осветительная мачта PCA POWER 400MLT, 8,25кВт	1957	0,01600	0,00640	0,01890	0,01610	0,01890	0,01610	0,01890	0,03100	0,01890	0,01610	-	-	0,01890	0,01610	0,01890	0,03100	2025
Дизель цемент. техники ЗЦА-320, 177 кВт	1958	-	-	-	-	-	-	0,3765	0,0055	-	-	-	-	-	-	0,3765	0,0055	2025
Итого		*10,847000*	*11,103570*	*18,538950*	*18,762497*	*18,538950*	*18,762497*	*19,109327*	*16,755743*	*18,538950*	*18,762497*	-	-	*18,538950*	*18,762497*			
Неорганизованные источники																		
скв. Г-9, скв. 9835. Сварочные работы	6904	0,01781	0,00094	0,01781	0,00373	0,01781	0,00373	0,01781	0,002528	0,01781	0,00373	-	-	0,01781	0,00373	0,01781	0,00373	2023
Итого		*0,017810*	*0,000940*	*0,017810*	*0,003730*	*0,017810*	*0,003730*	*0,017810*	*0,002528*	*0,017810*	*0,003730*	-	-	*0,017810*	*0,003730*			
Всего по ЗВ		**10,864810**	**11,104510**	**18,556760**	**18,766227**	**18,556760**	**18,766227**	**0,017810**	**0,002528**	**18,556760**	**18,766227**	**-**	**-**	**18,556760**	**18,766227**			
(0304) Азота оксид (6)																		
Организованные источники																		
Дизель Caterpillar 3512 DITA для привода бур. лебедки OIME SL-2000, 878кВт	1901	-	-	-	-	-	-	0,34280	0,39808	-	-	-	-	-	-	0,34280	0,39808	2025
Дизель Caterpillar 3512 DITA для привода бур. лебедки OIME SL-2000, 878кВт	1902	-	-	-	-	-	-	0,34280	0,39808	-	-	-	-	-	-	0,34280	0,39808	2025
Дизель Caterpillar 3512 DITA для привода ротора B-37 1/2", 878кВт	1903	-	-	-	-	-	-	0,34280	0,39808	-	-	-	-	-	-	0,34280	0,39808	2025
Дизель Caterpillar 3512 DITA для привода,бур.насоса ContinentalEmsco-1600, 878кВт	1904	-	-	-	-	-	-	0,34280	0,39808	-	-	-	-	-	-	0,34280	0,39808	2025
ДЭС D-3412 300 кВт для электроснабжения (основной)	1905	-	-	-	-	-	-	0,10400	0,14338	-	-	-	-	-	-	0,10400	0,14338	2025
ДЭС 120 кВт (городок)	1906	-	-	-	-	-	-	0,04160	0,10332	-	-	-	-	-	-	0,04160	0,10332	2025
Осветительный агрегат TEREX/AMIDA AL-4000, 160кВт	1907	-	-	-	-	-	-	0,05550	0,04779	-	-	-	-	-	-	0,05550	0,04779	2025
ДЭС Д-144 сварочного агр. 37 кВт	1909	-	-	-	-	-	-	0,01376	0,00117	-	-	-	-	-	-	0,01376	0,00117	2025
Диз. генератор для освещения 177 кВт	1912	-	-	-	-	-	-	0,06136	0,02115	-	-	-	-	-	-	0,06136	0,02115	2025
Б/У А-50.Двигатель ЯМЗ 238 ДЕ-2 100 кВт	1913	-	-	-	-	-	-	0,03467	0,00874	-	-	-	-	-	-	0,03467	0,00874	2025
Дизель канатного подъем. типа LandLine D на базе MAN, 294кВт	1914	-	-	0,10192	0,02138	0,10192	0,02138	0,10192	0,02138	0,10192	0,02138	-	-	0,10192	0,02138	0,10192	0,02138	2023
Дизель цемент. техники ЗЦА-400(BJ Pacemaker model 35-8-5), 490 кВт	1915	-	-	-	-	-	-	0,16981	0,02937	-	-	-	-	-	-	0,16981	0,02937	2025
Дизель установки опрессовки АН-700, 500 кВт	1916	-	-	-	-	-	-	0,17333	0,03863	-	-	-	-	-	-	0,17333	0,03863	2025

Производство цех, участок	Номер ист. выб-роса	Ориентировочные нормативы выбросы загрязняющих веществ																Год дости-жения НДВ
		существующее положение на 2022 год		на 2023 год		на 2024 год		на 2025 год		на 2026 год		на 2027 год		на периоды 2028-2032 гг. и 2033-2037 гг.		НДВ		
Код и наименование ЗВ		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
Дизель смесительной машины СМН-20, 294 кВт	1917	-	-	-	-	-	-	0,10199	0,03910	-	-	-	-	-	-	0,10199	0,03910	2025
Дизель CG12V190 для привода бур. насоса №1 RL2NB-800	1930	0,29003	0,56486	0,34398	0,61890	0,34398	0,61890	-	-	0,34398	0,61890	-	-	0,34398	0,61890	0,34398	0,61890	2023
Дизель CG12V190 для привода бур. насоса №2 RL2NB-800	1931	-	-	0,34398	0,61890	0,34398	0,61890	-	-	0,34398	0,61890	-	-	0,34398	0,61890	0,34398	0,61890	2023
Дизель привода лебедки и ротора типа CAT-15	1932	0,12133	0,31705	0,12133	0,23266	0,12133	0,23266	-	-	0,12133	0,23266	-	-	0,12133	0,23266	0,12133	0,23266	2023
Дизель установки CAT-18, 522кВт	1933	0,10454	0,24269	0,18096	0,35752	0,18096	0,35752	-	-	0,18096	0,35752	-	-	0,18096	0,35752	0,18096	0,35752	2023
Дизельная установка CAT-9 ДЭС- 224	1934	-	-	0,07765	0,25411	0,07765	0,25411	-	-	0,07765	0,25411	-	-	0,07765	0,25411	0,07765	0,25411	2023
Осветительная мачта Atlas, 15кВт	1935	0,00558	0,00632	0,00558	0,00916	0,00558	0,00916	-	-	0,00558	0,00916	-	-	0,00558	0,00916	0,00558	0,00916	2023
Дизель генератора сварочного агр. Д-144	1937	0,01376	0,00072	0,01376	0,00452	0,01376	0,00452	-	-	0,01376	0,00452	-	-	0,01376	0,00452	0,01376	0,00452	2023
Дизель установки насоса ГРП (SPF-743), 414кВт	1941	0,64540	0,21734	0,14342	0,09660	0,14342	0,09660	-	-	0,14342	0,09660	-	-	0,14342	0,09660	0,14342	0,09660	2023
Дизель установки насоса ГРП (SPF-743), 414кВт	1942	-	-	0,14342	0,09660	0,14342	0,09660	-	-	0,14342	0,09660	-	-	0,14342	0,09660	0,14342	0,09660	2023
Дизель установки насоса ГРП (SPF-743), 414кВт	1943	-	-	0,14342	0,09660	0,14342	0,09660	-	-	0,14342	0,09660	-	-	0,14342	0,09660	0,14342	0,09660	2023
Дизель установки насоса ГРП (SPF-743), 414кВт	1944	-	-	0,14342	0,09660	0,14342	0,09660	-	-	0,14342	0,09660	-	-	0,14342	0,09660	0,14342	0,09660	2023
ДЭС CAT-32 пескосмесительной установки (Тягач Peterbilt), 313кВт	1945	0,10836	0,09660	0,10836	0,03767	0,10836	0,03767	-	-	0,10836	0,03767	-	-	0,10836	0,03767	0,10836	0,03767	2023
Дизель CAT-3412E затрубного насоса, 370кВт	1946	0,15298	0,06762	0,12827	0,09660	0,12827	0,09660	-	-	0,12827	0,09660	-	-	0,12827	0,09660	0,12827	0,09660	2023
Дизель нагнетательной установки (SUS-235), 147кВт	1947	0,05099	0,02808	0,05099	0,01404	0,05099	0,01404	-	-	0,05099	0,01404	-	-	0,05099	0,01404	0,05099	0,01404	2023
Дизель модуля управления, 25кВт	1948	0,00930	0,00808	0,00930	0,00404	0,00930	0,00404	-	-	0,00930	0,00404	-	-	0,00930	0,00404	0,00930	0,00404	2023
Диз.двиг. CUMMINS QSB7 для подачи пропанта, 313кВт	1949	0,11440	0,11158	0,10836	0,05366	0,10836	0,05366	-	-	0,10836	0,05366	-	-	0,10836	0,05366	0,10836	0,05366	2023
Дизель генератора, 64кВт	1950	0,01674	0,01696	0,02380	0,01442	0,02380	0,01442	-	-	0,02380	0,01442	-	-	0,02380	0,01442	0,02380	0,01442	2023
Установка ПАП-60/80. ДЭС ЯМЗ-238ДЕ-2, 220кВт	1952			0,07627	0,03267	0,07627	0,03267	0,07627	0,06418	0,07627	0,03267	-	-	0,07627	0,03267	0,07627	0,06418	2025
ДизельG12V190 привода бур. насоса №1 SL3NB-1300, 800кВт	1953	0,08424	0,05228	0,31200	0,11228	0,31200	0,11228	0,31200	0,25205	0,31200	0,11228	-	-	0,31200	0,11228	0,31200	0,25205	2025
ДизельG12V190 привода бур. насоса №2 SL3NB-1300, 800кВт	1954	-	-	0,31200	0,11228	0,31200	0,11228	0,31200	0,25205	0,31200	0,11228	-	-	0,31200	0,11228	0,31200	0,25205	2025
ДЭС ЯМЗ-238, 100кВт	1955	0,03467	0,06349	0,03467	0,01285	0,03467	0,01285	0,03467	0,02886	0,03467	0,01285	-	-	0,03467	0,01285	0,03467	0,02886	2025
ДЭС ЯМЗ-7511, 200кВт	1956	-	-	0,06933	0,02692	0,06933	0,02692	0,06933	0,04752	0,06933	0,02692	-	-	0,06933	0,02692	0,06933	0,04752	2025
Осветительная мачта PCA POWER 400MLT, 8,25кВт	1957	0,00260	0,00104	0,00307	0,00261	0,00307	0,00261	0,00307	0,00504	0,00307	0,00261	-	-	0,00307	0,00261	0,00307	0,00504	2025
Дизель цемент. техники 3ЦА-320, 177 кВт	1958	-	-	-	-	-	-	0,06119	0,00090	-	-	-	-	-	-	0,06119	0,0009	2025
Итого		**1,754920**	**1,794710**	**2,999260**	**3,023575**	**2,999260**	**3,023575**	**3,097670**	**2,696949**	**2,999260**	**3,023575**	-	-	**2,999260**	**3,023575**			
Неорганизованные источники																		
Итого		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего по ЗВ		**1,754920**	**1,794710**	**2,999260**	**3,023575**	**2,999260**	**3,023575**	**3,097670**	**2,696949**	**2,999260**	**3,023575**	**-**	**-**	**2,999260**	**3,023575**			
(0316) Соляная кислота																		
Организованные источники																		
Итого		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Неорганизованные источники																		
СКО	6912	0,00165	0,001176	0,00165	0,000285	0,00165	0,000285	0,00165	0,003421	0,00165	0,003706	0,00165	0,003421	0,00165	0,017391	0,00165	0,003706	2026
Итого		*0,00165*	*0,001176*	*0,00165*	*0,000285*	*0,00165*	*0,000285*	*0,00165*	*0,003421*	*0,00165*	*0,003706*	*0,00165*	*0,003421*	*0,00165*	0,01739	0,00165	0,00371	

Производство цех, участок	Номер ист. выб-роса	Ориентировочные нормативы выбросы загрязняющих веществ																Год дости-жения НДВ
		существующее положение на 2022 год		на 2023 год		на 2024 год		на 2025 год		на 2026 год		на 2027 год		на периоды 2028-2032 гг. и 2033-2037 гг.		НДВ		
Код и наименование ЗВ		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
Всего по ЗВ		**0,001650**	**0,001176**	**0,001650**	**0,000285**	**0,001650**	**0,000285**	**0,001650**	**0,003421**	**0,001650**	**0,003706**	**0,001650**	**0,003421**	**0,001650**	**0,017391**			
(0328) Сажа (583)																		
Организованные источники																		
Дизель Caterpillar 3512 DITA для привода бур. лебедки OIME SL-2000, 878кВт	1901	-	-	-	-	-	-	0,14650	0,17012	-	-	-	-	-	-	0,1465	0,17012	2025
Дизель Caterpillar 3512 DITA для привода бур. лебедки OIME SL-2000, 878кВт	1902	-	-	-	-	-	-	0,14650	0,17012	-	-	-	-	-	-	0,1465	0,17012	2025
Дизель Caterpillar 3512 DITA для привода ротора B-37 1/2", 878кВт	1903	-	-	-	-	-	-	0,14650	0,17012	-	-	-	-	-	-	0,1465	0,17012	2025
Дизель Caterpillar 3512 DITA для привода,бур.насоса ContinentalEmsco-1600, 878кВт	1904	-	-	-	-	-	-	0,14650	0,17012	-	-	-	-	-	-	0,1465	0,17012	2025
ДЭС D-3412 300 кВт для электроснабжения (основной)	1905	-	-	-	-	-	-	0,04167	0,05514	-	-	-	-	-	-	0,04167	0,05514	2025
ДЭС 120 кВт (городок)	1906	-	-	-	-	-	-	0,01667	0,03974	-	-	-	-	-	-	0,01667	0,03974	2025
Осветительный агрегат TEREX/AMIDA AL-4000, 160кВт	1907	-	-	-	-	-	-	0,02220	0,01838	-	-	-	-	-	-	0,0222	0,01838	2025
Бойлер	1908	-	-	-	-	-	-	0,00299	0,01063	-	-	-	-	-	-	0,002986	0,01063	2025
ДЭС Д-144 сварочного агр. 37 кВт	1909	-	-	-	-	-	-	0,00720	0,00064	-	-	-	-	-	-	0,0072	0,000637	2025
Диз. генератор для освещения 177 кВт	1912	-	-	-	-	-	-	0,02458	0,00813	-	-	-	-	-	-	0,02458	0,00813	2025
Б/У А-50.Двигатель ЯМЗ 238 ДЕ-2 100 кВт	1913	-	-	-	-	-	-	0,01389	0,00336	-	-	-	-	-	-	0,01389	0,00336	2025
Дизель канатного подъем. типа LandLine D на базе MAN, 294кВт	1914	-	-	0,0408	0,0082	0,0408	0,0082	0,04080	0,00820	0,0408	0,0082	-	-	0,0408	0,0082	0,0408	0,0082	2023
Дизель цемент. техники 3ЦА-400(BJ Pacemaker model 35-8-5), 490 кВт	1915	-	-	-	-	-	-	0,06803	0,01130	-	-	-	-	-	-	0,06803	0,0113	2025
Дизель установки опрессовки АН-700, 500 кВт	1916	-	-	-	-	-	-	0,06944	0,01486	-	-	-	-	-	-	0,06944	0,01486	2025
Дизель смесительной машины СМН-20, 294 кВт	1917	-	-	-	-	-	-	0,04086	0,01504	-	-	-	-	-	-	0,04086	0,01504	2025
Бойлер	1918	-	-	-	-	-	-	0,00049	0,00025	-	-	-	-	-	-	0,00049	0,00025	2025
Дизель CG12V190 для привода бур. насоса №1 RL2NB-800	1930	0,093	0,1862	0,147	0,2645	0,147	0,2645	-	-	0,14700	0,26450	-	-	0,14700	0,26450	0,14700	0,26450	2025
Дизель CG12V190 для привода бур. насоса №2 RL2NB-800	1931	-	-	0,147	0,2645	0,147	0,2645	-	-	0,14700	0,26450	-	-	0,14700	0,26450	0,14700	0,26450	2023
Дизель привода лебедки и ротора типа CAT-15	1932	0,0486	0,1219	0,0486	0,0895	0,0486	0,0895	-	-	0,04860	0,08950	-	-	0,04860	0,08950	0,04860	0,08950	2023
Дизель установки CAT-18, 522кВт	1933	0,0419	0,0934	0,0725	0,1375	0,0725	0,1375	-	-	0,07250	0,13750	-	-	0,07250	0,13750	0,07250	0,13750	2023
Дизельная установка CAT-9 ДЭС- 224	1934	-	-	0,0311	0,0977	0,0311	0,0977	-	-	0,03110	0,09770	-	-	0,03110	0,09770	0,03110	0,09770	2023
Осветительная мачта Atlas, 15кВт	1935	0,0029	0,0034	0,0029	0,0049	0,0029	0,0049	-	-	0,00290	0,00490	-	-	0,00290	0,00490	0,00290	0,00490	2023
Бойлер 80НР	1936	0,00049	0,00179	0,00299	0,01011	0,00299	0,01011	-	-	0,00299	0,01011	-	-	0,00299	0,01011	0,00299	0,01011	2023
Дизель генератора сварочного агр. Д-144	1937	0,0072	0,00038	0,0072	0,0024	0,0072	0,0024	-	-	0,00720	0,00240	-	-	0,00720	0,00240	0,00720	0,00240	2023
Дизель установки насоса ГРП (SPF-743), 414кВт	1941	0,2758	0,0928	0,0575	0,0372	0,0575	0,0372	-	-	0,05750	0,03720	-	-	0,05750	0,03720	0,05750	0,03720	2023
Дизель установки насоса ГРП (SPF-743), 414кВт	1942	-	-	0,0575	0,0372	0,0575	0,0372	-	-	0,05750	0,03720	-	-	0,05750	0,03720	0,05750	0,03720	2023

Производство цех, участок	Номер ист. выб-роса	Ориентировочные нормативы выбросы загрязняющих веществ																Год дости-жения НДВ
		существующее положение на 2022 год		на 2023 год		на 2024 год		на 2025 год		на 2026 год		на 2027 год		на периоды 2028-2032 гг. и 2033-2037 гг.		НДВ		
Код и наименование ЗВ		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
Дизель установки насоса ГРП (SPF-743), 414кВт	1943	-	-	0,0575	0,0372	0,0575	0,0372	-	-	0,05750	0,03720	-	-	0,05750	0,03720	0,05750	0,03720	2023
Дизель установки насоса ГРП (SPF-743), 414кВт	1944	-	-	0,0575	0,0372	0,0575	0,0372	-	-	0,05750	0,03720	-	-	0,05750	0,03720	0,05750	0,03720	2023
ДЭС CAT-32 пескосмесительной установки (Тягач Peterbilt), 313кВт	1945	0,04340	0,03720	0,04340	0,01450	0,04340	0,01450	-	-	0,04340	0,01450	-	-	0,04340	0,01450	0,04340	0,01450	2023
Дизель CAT-3412E затрубного насоса, 370кВт	1946	0,06130	0,02600	0,05140	0,03720	0,05140	0,03720	-	-	0,05140	0,03720	-	-	0,05140	0,03720	0,05140	0,03720	2023
Дизель нагнетательной установки (SUS-235), 147кВт	1947	0,02040	0,01080	0,02040	0,00540	0,02040	0,00540	-	-	0,02040	0,00540	-	-	0,02040	0,00540	0,02040	0,00540	2023
Дизель модуля управления, 25кВт	1948	0,00490	0,00440	0,00490	0,00220	0,00490	0,00220	-	-	0,00490	0,00220	-	-	0,00490	0,00220	0,00490	0,00220	2023
Диз.двиг. CUMMINS QSB7 для подачи пропанта, 313кВт	1949	0,04580	0,04300	0,04340	0,02060	0,04340	0,02060	-	-	0,04340	0,02060	-	-	0,04340	0,02060	0,04340	0,02060	2023
Дизель генератора, 64кВт	1950	0,00880	0,00920	0,01240	0,00770	0,01240	0,00770	-	-	0,01240	0,00770	-	-	0,01240	0,00770	0,01240	0,00770	2023
Парогенератор с теплообменником Dutchoffshore	1951	0,00299	0,00258	0,00299	0,00129	0,00299	0,00129	-	-	0,00299	0,00129	-	-	0,00299	0,00129	0,00299	0,00129	2023
Установка ПАП-60/80. ДЭС ЯМЗ-238ДЕ-2, 220кВт	1952	-	-	0,03060	0,01260	0,03060	0,01260	0,0306	0,0247	0,03060	0,01260	-	-	0,03060	0,01260	0,03060	0,02470	2025
ДизельG12V190 привода бур. насоса №1 SL3NB-1300, 800кВт	1953	0,03380	0,02020	0,13330	0,04800	0,13330	0,04800	0,1333	0,1077	0,13330	0,04800	-	-	0,13330	0,04800	0,13330	0,10770	2025
ДизельG12V190 привода бур. насоса №2 SL3NB-1300, 800кВт	1954	-	-	0,13330	0,04800	0,13330	0,04800	0,1333	0,1077	0,13330	0,04800	-	-	0,13330	0,04800	0,13330	0,10770	2025
ДЭС ЯМЗ-238, 100кВт	1955	0,01390	0,02440	0,01390	0,00490	0,01390	0,00490	0,0139	0,0111	0,01390	0,00490	-	-	0,01390	0,00490	0,01390	0,01110	2025
ДЭС ЯМЗ-7511, 200кВт	1956	-	-	0,02780	0,01040	0,02780	0,01040	0,0278	0,0183	0,02780	0,01040	-	-	0,02780	0,01040	0,02780	0,01830	2025
Осветительная мачта PCA POWER 400MLT, 8,25кВт	1957	0,00140	0,00060	0,00160	0,00140	0,00160	0,00140	0,0016	0,0027	0,00160	0,00140	-	-	0,00160	0,00140	0,00160	0,00270	2025
Дизель цемент. техники ЗЦА-320, 177 кВт	1958	-	-	-	-	-	-	0,0245	0,0003	-	-	-	-	-	-	0,0245	0,0003	2025
Итого		*0,706576*	*0,678248*	*1,249476*	*1,2423*	*1,249476*	*1,2423*	*1,299816*	*1,138645*	*1,249476*	*1,2423*	-	-	*1,249476*	1,24230			
Неорганизованные источники																		
Итого		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего по ЗВ		**0,706576**	**0,678248**	**1,249476**	**1,242300**	**1,249476**	**1,242300**	**1,299816**	**1,138645**	**1,249476**	**1,242300**	-	-	**1,249476**	**1,242300**			
(0330) Сера диоксид (516)																		
Организованные источники																		
Дизель Caterpillar 3512 DITA для привода бур. лебедки OIME SL-2000, 878кВт	1901	-	-	-	-	-	-	0,29300	0,34024	-	-	-	-	-	-	0,29300	0,34024	2025
Дизель Caterpillar 3512 DITA для привода бур. лебедки OIME SL-2000, 878кВт	1902	-	-	-	-	-	-	0,29300	0,34024	-	-	-	-	-	-	0,29300	0,34024	2025
Дизель Caterpillar 3512 DITA для привода ротора B-37 1/2", 878кВт	1903	-	-	-	-	-	-	0,29300	0,34024	-	-	-	-	-	-	0,29300	0,34024	2025
Дизель Caterpillar 3512 DITA для привода,бур.насоса ContinentalEmsco-1600, 878кВт	1904	-	-	-	-	-	-	0,29300	0,34024	-	-	-	-	-	-	0,29300	0,34024	2025
ДЭС D-3412 300 кВт для электроснабжения (основной)	1905	-	-	-	-	-	-	0,10000	0,13786	-	-	-	-	-	-	0,10000	0,13786	2025
ДЭС 120 кВт (городок)	1906	-	-	-	-	-	-	0,04000	0,09935	-	-	-	-	-	-	0,04000	0,09935	2025
Осветительный агрегат TEREX/AMIDA AL-4000, 160кВт	1907	-	-	-	-	-	-	0,05330	0,04595	-	-	-	-	-	-	0,05330	0,04595	2025
Бойлер	1908	-	-	-	-	-	-	0,07023	0,25001	-	-	-	-	-	-	0,07023	0,25001	2025
ДЭС Д-144 сварочного агр. 37 кВт	1909	-	-	-	-	-	-	0,01130	0,00096	-	-	-	-	-	-	0,01130	0,00096	2025

Производство цех, участок	Номер ист. выб-роса	Ориентировочные нормативы выбросы загрязняющих веществ																Год дости-жения НДВ
		существующее положение на 2022 год		на 2023 год		на 2024 год		на 2025 год		на 2026 год		на 2027 год		на периоды 2028-2032 гг. и 2033-2037 гг.		НДВ		
Код и наименование ЗВ		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
Диз. генератор для освещения 177 кВт	1912	-	-	-	-	-	-	0,05900	0,02033	-	-	-	-	-	-	0,05900	0,02033	2025
Б/У А-50.Двигатель ЯМЗ 238 ДЕ-2 100 кВт	1913	-	-	-	-	-	-	0,03333	0,00840	-	-	-	-	-	-	0,03333	0,00840	2025
Дизель канатного подъем. типа LandLine D на базе MAN, 294кВт	1914	-	-	0,09800	0,02060	0,09800	0,02060	0,09800	0,02060	0,09800	0,02060	-	-	0,09800	0,02060	0,09800	0,02060	2023
Дизель цемент. техники ЗЦА-400(BJ Pacemaker model 35-8-5), 490 кВт	1915	-	-	-	-	-	-	0,16328	0,02824	-	-	-	-	-	-	0,16328	0,02824	2025
Дизель установки опрессовки АН-700, 500 кВт	1916	-	-	-	-	-	-	0,16667	0,03715	-	-	-	-	-	-	0,16667	0,03715	2025
Дизель смесительной машины СМН-20, 294 кВт	1917	-	-	-	-	-	-	0,09807	0,03759	-	-	-	-	-	-	0,09807	0,03759	2025
Бойлер	1918	-	-	-	-	-	-	0,01143	0,00593	-	-	-	-	-	-	0,01143	0,00593	2025
Дизель CG12V190 для привода бур. насоса №1 RL2NB-800	1930	0,37180	0,74480	0,29400	0,52900	0,29400	0,52900	-	-	0,29400	0,52900	-	-	0,29400	0,52900	0,29400	0,52900	2025
Дизель CG12V190 для привода бур. насоса №2 RL2NB-800	1931	-	-	0,29400	0,52900	0,29400	0,52900	-	-	0,29400	0,52900	-	-	0,29400	0,52900	0,29400	0,52900	2023
Дизель привода лебедки и ротора типа CAT-15	1932	0,11670	0,30480	0,11670	0,22370	0,11670	0,22370	-	-	0,11670	0,22370	-	-	0,11670	0,22370	0,11670	0,22370	2023
Дизель установки CAT-18, 522кВт	1933	0,10050	0,23330	0,17400	0,34380	0,17400	0,34380	-	-	0,17400	0,34380	-	-	0,17400	0,34380	0,17400	0,34380	2023
Дизельная установка CAT-9 ДЭС- 224	1934	-	-	0,07470	0,24430	0,07470	0,24430	-	-	0,07470	0,24430	-	-	0,07470	0,24430	0,07470	0,24430	2023
Осветительная мачта Atlas, 15кВт	1935	0,00460	0,00500	0,00460	0,00740	0,00460	0,00740	-	-	0,00460	0,00740	-	-	0,00460	0,00740	0,00460	0,00740	2023
Бойлер 80HP	1936	0,01143	0,04173	0,07023	0,23787	0,07023	0,23787	-	-	0,07023	0,23787	-	-	0,07023	0,23787	0,07023	0,23787	2023
Дизель генератора сварочного агр. Д-144	1937	0,01130	0,00060	0,01130	0,00360	0,01130	0,00360	-	-	0,01130	0,00360	-	-	0,01130	0,00360	0,01130	0,00360	2023
Дизель установки насоса ГРП (SPF-743), 414кВт	1941	0,55160	0,18580	0,13790	0,09290	0,13790	0,09290	-	-	0,13790	0,09290	-	-	0,13790	0,09290	0,13790	0,09290	2023
Дизель установки насоса ГРП (SPF-743), 414кВт	1942	-	-	0,13790	0,09290	0,13790	0,09290	-	-	0,13790	0,09290	-	-	0,13790	0,09290	0,13790	0,09290	2023
Дизель установки насоса ГРП (SPF-743), 414кВт	1943	-	-	0,13790	0,09290	0,13790	0,09290	-	-	0,13790	0,09290	-	-	0,13790	0,09290	0,13790	0,09290	2023
Дизель установки насоса ГРП (SPF-743), 414кВт	1944	-	-	0,13790	0,09290	0,13790	0,09290	-	-	0,13790	0,09290	-	-	0,13790	0,09290	0,13790	0,09290	2023
ДЭС CAT-32 пескосмесительной установки (Тягач Peterbilt), 313кВт	1945	0,10420	0,09280	0,10420	0,03620	0,10420	0,03620	-	-	0,10420	0,03620	-	-	0,10420	0,03620	0,10420	0,03620	2023
Дизель CAT-3412E затрубного насоса, 370кВт	1946	0,14710	0,06500	0,12330	0,09290	0,12330	0,09290	-	-	0,12330	0,09290	-	-	0,12330	0,09290	0,12330	0,09290	2023
Дизель нагнетательной установки (SUS-235), 147кВт	1947	0,04900	0,02700	0,04900	0,01350	0,04900	0,01350	-	-	0,04900	0,01350	-	-	0,04900	0,01350	0,04900	0,01350	2023
Дизель модуля управления, 25кВт	1948	0,00760	0,00660	0,00760	0,00330	0,00760	0,00330	-	-	0,00760	0,00330	-	-	0,00760	0,00330	0,00760	0,00330	2023
Диз.двиг. CUMMINS QSB7 для подачи пропанта, 313кВт	1949	0,11000	0,10720	0,10420	0,05160	0,10420	0,05160	-	-	0,10420	0,05160	-	-	0,10420	0,05160	0,10420	0,05160	2023
Дизель генератора, 64кВт	1950	0,01380	0,01360	0,01960	0,01160	0,01960	0,01160	-	-	0,01960	0,01160	-	-	0,01960	0,01160	0,01960	0,01160	2023
Парогенератор с теплообменником Dutchoffshore	1951	0,07023	0,06068	0,07023	0,03034	0,07023	0,03034	-	-	0,07023	0,03034	-	-	0,07023	0,03034	0,07023	0,03034	2023
Установка ПАП-60/80. ДЭС ЯМЗ-238ДЕ-2, 220кВт	1952	-	-	0,07330	0,03140	0,07330	0,03140	0,07330	0,06170	0,07330	0,03140	-	-	0,07330	0,03140	0,07330	0,06170	2025
ДизельG12V190 привода бур. насоса №1 SL3NB-1300, 800кВт	1953	0,08100	0,05020	0,26670	0,09600	0,26670	0,09600	0,26670	0,21540	0,26670	0,09600	-	-	0,26670	0,09600	0,26670	0,21540	2025

Производство цех, участок	Номер ист. выб-роса	Ориентировочные нормативы выбросы загрязняющих веществ																Год дости-жения НДВ
		существующее положение на 2022 год		на 2023 год		на 2024 год		на 2025 год		на 2026 год		на 2027 год		на периоды 2028-2032 гг. и 2033-2037 гг.		НДВ		
Код и наименование ЗВ		**г/с**	**т/год**	**г/с**	**т/год**	**г/с**	**т/год**	**г/с**	**т/год**	**г/с**	**т/год**	**г/с**	**т/год**	**г/с**	**т/год**	**г/с**	**т/год**	
ДизельG12V190 привода бур. насоса №2 SL3NB-1300, 800кВт	1954	-	-	0,26670	0,09600	0,26670	0,09600	0,26670	0,21540	0,26670	0,09600	-	-	0,26670	0,09600	0,26670	0,21540	2025
ДЭС ЯМЗ-238, 100кВт	1955	0,03330	0,06100	0,03330	0,01240	0,03330	0,01240	0,03330	0,02770	0,03330	0,01240	-	-	0,03330	0,01240	0,03330	0,02770	2025
ДЭС ЯМЗ-7511, 200кВт	1956	-	-	0,06670	0,02590	0,06670	0,02590	0,06670	0,04570	0,06670	0,02590	-	-	0,06670	0,02590	0,06670	0,04570	2025
Осветительная мачта PCA POWER 400MLT, 8,25кВт	1957	0,00210	0,00080	0,00250	0,00210	0,00250	0,00210	0,00250	0,00406	0,00250	0,00210	-	-	0,00250	0,00210	0,00250	0,00406	2025
Дизель цемент. техники ЗЦА-320, 177 кВт	1958	-	-	-	-	-	-	0,05880	0,00090	-	-	-	-	-	-	0,05880	0,00090	2025
Итого		*1,786263*	*2,000911*	*2,876463*	*3,014113*	*2,876463*	*3,014113*	*2,84461*	*2,624181*	*2,876463*	*3,014113*	-	-	*2,876463*	3,01411			
Неорганизованные источники																		
Итого		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего по ЗВ		**1,786263**	**2,000911**	**2,876463**	**3,014113**	**2,876463**	**3,014113**	**2,844610**	**2,624181**	**2,876463**	**3,014113**	-	-	**2,876463**	**3,014113**			
(0333) Сероводород (518)																		
Организованные источники																		
Установка хранения топлива. Емкость дизтоплива	1910	5,49E-05	1,18E-05	5,49E-05	9,63E-06	5,49E-05	9,63E-06	5,49E-05	8,24E-06	5,49E-05	9,63E-06	-	-	5,49E-05	9,63E-06	5,49E-05	9,63E-06	2023
Итого		*5,49E-05*	*1,18E-05*	*5,49E-05*	*9,63E-06*	*5,49E-05*	*9,63E-06*	*5,49E-05*	*8,24E-06*	*5,49E-05*	*9,63E-06*	-	-	*5,49E-05*	0,00001			
Неорганизованные источники																		
Заправка спецтехники	6906	-	-	-	-	-	-	3,14E-05	1,59E-06	-	-	-	-	-	-	3,14E-05	1,59E-06	2025
Склад ГСМ	6907	2,50E-06	8,88E-06	2,50E-06	1,28E-05	2,50E-06	1,28E-05	2,50E-06	1,56E-05	2,50E-06	1,28E-05	-	-	2,50E-06	1,28E-05	2,50E-06	1,56E-05	2025
Итого		*2,5E-06*	*8,88E-06*	*2,5E-06*	*1,28E-05*	*2,5E-06*	*1,28E-05*	*3,39E-05*	**0,000017**	**0,000003**	**0,000013**	-	-	*2,5E-06*	*1,28E-05*			
Всего по ЗВ		**0,000057**	**0,000021**	**0,000057**	**0,000022**	**0,000057**	**0,000022**	**0,000089**	**0,000025**	**0,000057**	**0,000022**	-	-	**0,000057**	**0,000022**			
(0337) Окись углерода (584)																		
Организованные источники																		
Дизель Caterpillar 3512 DITA для привода бур. лебедки OIME SL-2000, 878кВт	1901	-	-	-	-	-	-	1,75785	2,04144	-	-	-	-	-	-	1,75785	2,04144	2025
Дизель Caterpillar 3512 DITA для привода бур. лебедки OIME SL-2000, 878кВт	1902	-	-	-	-	-	-	1,75785	2,04144	-	-	-	-	-	-	1,75785	2,04144	2025
Дизель Caterpillar 3512 DITA для привода ротора B-37 1/2", 878кВт	1903	-	-	-	-	-	-	1,75785	2,04144	-	-	-	-	-	-	1,75785	2,04144	2025
Дизель Caterpillar 3512 DITA для привода,бур.насоса ContinentalEmsco-1600, 878кВт	1904	-	-	-	-	-	-	1,75785	2,04144	-	-	-	-	-	-	1,75785	2,04144	2025
ДЭС D-3412 300 кВт для электроснабжения (основной)	1905	-	-	-	-	-	-	0,51667	0,71688	-	-	-	-	-	-	0,51667	0,71688	2025
ДЭС 120 кВт (городок)	1906	-	-	-	-	-	-	0,20667	0,51662	-	-	-	-	-	-	0,20667	0,51662	2025
Осветительный агрегат TEREX/AMIDA AL-4000, 160кВт	1907	-	-	-	-	-	-	0,27560	0,23896	-	-	-	-	-	-	0,27560	0,23896	2025
Бойлер	1908	-	-	-	-	-	-	0,16340	0,58165	-	-	-	-	-	-	0,16340	0,58165	2025
ДЭС Д-144 сварочного агр. 37 кВт	1909	-	-	-	-	-	-	0,07400	0,00627	-	-	-	-	-	-	0,07400	0,00627	2025
Диз. генератор для освещения 177 кВт	1912	-	-	-	-	-	-	0,30483	0,10574	-	-	-	-	-	-	0,30483	0,10574	2025
Б/У А-50.Двигатель ЯМЗ 238 ДЕ-2 100 кВт	1913	-	-	-	-	-	-	0,17222	0,04368	-	-	-	-	-	-	0,17222	0,04368	2025
Дизель канатного подъем. типа LandLine D на базе MAN, 294кВт	1914	-	-	0,5063	0,10690	0,50630	0,10690	0,50630	0,10690	0,50630	0,10690	-	-	0,50630	0,10690	0,50630	0,10690	2023
Дизель цемент. техники ЗЦА-400(BJ Pacemaker model 35-8-5), 490 кВт	1915	-	-	-	-	-	-	0,84362	0,14685	-	-	-	-	-	-	0,84362	0,14685	2025
Дизель установки опрессовки АН-700, 500 кВт	1916	-	-	-	-	-	-	0,86111	0,19318	-	-	-	-	-	-	0,86111	0,19318	2025
Дизель смесительной машины СМН-20, 294 кВт	1917	-	-	-	-	-	-	0,50668	0,19549	-	-	-	-	-	-	0,50668	0,19549	2025
Бойлер	1918	-	-	-	-	-	-	0,02660	0,01379	-	-	-	-	-	-	0,02660	0,01379	2025

Производство цех, участок	Номер ист. выб-роса	Ориентировочные нормативы выбросы загрязняющих веществ																Год дости-жения НДВ
		существующее положение на 2022 год		на 2023 год		на 2024 год		на 2025 год		на 2026 год		на 2027 год		на периоды 2028-2032 гг. и 2033-2037 гг.		НДВ		
Код и наименование ЗВ		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
Дизель CG12V190 для привода бур. насоса №1 RL2NB-800	1930	1,4077	2,7311	1,764	3,17380	1,76400	3,17380	-	-	1,76400	3,17380	-	-	1,76400	3,17380	1,76400	3,17380	2025
Дизель CG12V190 для привода бур. насоса №2 RL2NB-800	1931	-	-	1,764	3,17380	1,76400	3,17380	-	-	1,76400	3,17380	-	-	1,76400	3,17380	1,76400	3,17380	2023
Дизель привода лебедки и ротора типа CAT-15	1932	0,6028	1,5852	0,6028	1,16330	0,60280	1,16330	-	-	0,60280	1,16330	-	-	0,60280	1,16330	0,60280	1,16330	2023
Дизель установки CAT-18, 522кВт	1933	0,5193	1,2135	0,899	1,78760	0,89900	1,78760	-	-	0,89900	1,78760	-	-	0,89900	1,78760	0,89900	1,78760	2023
Дизельная установка CAT-9 ДЭС- 224	1934	-	-	0,3858	1,27060	0,38580	1,27060	-	-	0,38580	1,27060	-	-	0,38580	1,27060	0,38580	1,27060	2023
Осветительная мачта Atlas, 15кВт	1935	0,03	0,034	0,03	0,04920	0,03000	0,04920	-	-	0,03000	0,04920	-	-	0,03000	0,04920	0,03000	0,04920	2023
Бойлер 80HP	1936	0,0266	0,0971	0,1634	0,55342	0,16340	0,55342	-	-	0,16340	0,55342	-	-	0,16340	0,55342	0,16340	0,55342	2023
Дизель генератора сварочного агр. Д-144	1937	0,074	0,0038	0,074	0,02430	0,07400	0,02430	-	-	0,07400	0,02430	-	-	0,07400	0,02430	0,07400	0,02430	2023
Дизель установки насоса ГРП (SPF-743), 414кВт	1941	3,3098	1,1146	0,7125	0,48300	0,71250	0,48300	-	-	0,71250	0,48300	-	-	0,71250	0,48300	0,71250	0,48300	2023
Дизель установки насоса ГРП (SPF-743), 414кВт	1942	-	-	0,7125	0,48300	0,71250	0,48300	-	-	0,71250	0,48300	-	-	0,71250	0,48300	0,71250	0,48300	2023
Дизель установки насоса ГРП (SPF-743), 414кВт	1943	-	-	0,7125	0,48300	0,71250	0,48300	-	-	0,71250	0,48300	-	-	0,71250	0,48300	0,71250	0,48300	2023
Дизель установки насоса ГРП (SPF-743), 414кВт	1944	-	-	0,7125	0,48300	0,71250	0,48300	-	-	0,71250	0,48300	-	-	0,71250	0,48300	0,71250	0,48300	2023
ДЭС CAT-32 пескосмесительной установки (Тягач Peterbilt), 313кВт	1945	0,5383	0,483	0,5383	0,18840	0,53830	0,18840	-	-	0,53830	0,18840	-	-	0,53830	0,18840	0,53830	0,18840	2023
Дизель CAT-3412E затрубного насоса, 370кВт	1946	0,76	0,338	0,6372	0,48300	0,63720	0,48300	-	-	0,63720	0,48300	-	-	0,63720	0,48300	0,63720	0,48300	2023
Дизель нагнетательной установки (SUS-235), 147кВт	1947	0,2533	0,1404	0,2533	0,07020	0,25330	0,07020	-	-	0,25330	0,07020	-	-	0,25330	0,07020	0,25330	0,07020	2023
Дизель модуля управления, 25кВт	1948	0,055	0,0434	0,055	0,02170	0,05500	0,02170	-	-	0,05500	0,02170	-	-	0,05500	0,02170	0,05500	0,02170	2023
Диз.двиг. CUMMINS QSB7 для подачи пропанта, 313кВт	1949	0,5683	0,558	0,5383	0,26830	0,53830	0,26830	-	-	0,53830	0,26830	-	-	0,53830	0,26830	0,53830	0,26830	2023
Дизель генератора, 64кВт	1950	0,09	0,091	0,128	0,07740	0,12800	0,07740	-	-	0,12800	0,07740	-	-	0,12800	0,07740	0,12800	0,07740	2023
Парогенератор с теплообменником Dutchoffshore	1951	0,1634	0,14118	0,1634	0,07059	0,16340	0,07059	-	-	0,16340	0,07059	-	-	0,16340	0,07059	0,16340	0,07059	2023
Установка ПАП-60/80. ДЭС ЯМЗ-238ДЕ-2, 220кВт	1952	-	-	0,3789	0,16340	0,37890	0,16340	0,37890	0,32090	0,37890	0,16340	-	-	0,37890	0,16340	0,37890	0,32090	2025
ДизельG12V190 привода бур. насоса №1 SL3NB-1300, 800кВт	1953	0,4185	0,2614	1,6	0,57580	1,60000	0,57580	1,60000	1,29250	1,60000	0,57580	-	-	1,60000	0,57580	1,60000	1,29250	2025
ДизельG12V190 привода бур. насоса №2 SL3NB-1300, 800кВт	1954	-	-	1,6	0,57580	1,60000	0,57580	1,60000	1,29250	1,60000	0,57580	-	-	1,60000	0,57580	1,60000	1,29250	2025
ДЭС ЯМЗ-238, 100кВт	1955	0,1722	0,318	0,1722	0,06430	0,17220	0,06430	0,17220	0,14430	0,17220	0,06430	-	-	0,17220	0,06430	0,17220	0,14430	2025
ДЭС ЯМЗ-7511, 200кВт	1956			0,3444	0,13460	0,34440	0,13460	0,34440	0,23760	0,34440	0,13460	-	-	0,34440	0,13460	0,34440	0,23760	2025
Осветительная мачта PCA POWER 400MLT, 8,25кВт	1957	0,014	0,0056	0,0165	0,01400	0,01650	0,01400	0,01650	0,02704	0,01650	0,01400	-	-	0,01650	0,01400	0,01650	0,02704	2025
Дизель цемент. техники ЗЦА-320, 177 кВт	1958	-	-	-	-	-	-	0,30400	0,04500	-	-	-	-	-	-	0,30400	0,04500	2025
Итого		*9,0032*	*9,15928*	*15,4648*	*15,94241*	*15,4648*	*15,94241*	*15,90508*	**14,391608**	**15,464800**	**15,942409**	-	-	*15,4648*	*15,94241*			
Неорганизованные источники																		
Сварочные работы	6904	0,02131	0,01080	0,01761	0,00449	0,01761	0,00449	0,01761	0,001227	0,01761	0,00449	-	-	0,01761	0,00449	0,01761	0,00449	2023
Итого		*0,021310*	*0,010800*	*0,017610*	*0,004490*	*0,017610*	*0,004490*	*0,017610*	*0,001227*	*0,017610*	*0,004490*	-	-	*0,017610*	*0,004490*	-	-	-
Всего по ЗВ		**9,024510**	**9,170080**	**15,482410**	**15,946899**	**15,482410**	**15,946899**	**15,922690**	**14,392835**	**15,482410**	**15,946899**	-	-	**15,482410**	**15,946899**			
(0342) Фтористые газ. соед. (617)																		
Организованные источники																		
Итого		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Производство цех, участок	Номер ист. выб-роса	Ориентировочные нормативы выбросы загрязняющих веществ																Год дости-жения НДВ
		существующее положение на 2022 год		на 2023 год		на 2024 год		на 2025 год		на 2026 год		на 2027 год		на периоды 2028-2032 гг. и 2033-2037 гг.		НДВ		
Код и наименование ЗВ		**г/с**	**т/год**	**г/с**	**т/год**	**г/с**	**т/год**	**г/с**	**т/год**	**г/с**	**т/год**	**г/с**	**т/год**	**г/с**	**т/год**	**г/с**	**т/год**	
Неорганизованные источники																		
Сварочные работы	6904	2,60E-04	1,40E-05	2,60E-04	6,98E-05	2,60E-04	6,98E-05	2,60E-04	3,25E-05	0,00026	6,98E-05	-	-	2,60E-04	6,98E-05	0,00026	6,98E-05	2023
Итого		*2,60E-04*	*1,40E-05*	*2,60E-04*	*6,98E-05*	*2,60E-04*	*6,98E-05*	*2,60E-04*	*3,25E-05*	*2,60E-04*	*6,98E-05*	-	-	*2,60E-04*	*6,98E-05*	*0,00026*	*6,98E-05*	
Всего по ЗВ		**0,000260**	**0,000014**	**0,000260**	**0,000070**	**0,000260**	**0,000070**	**0,000260**	**0,000033**	**0,000260**	**0,000070**	**-**	**-**	**0,000260**	**0,000070**			
(0344) Фториды неорг. плохо раств. (615)																		
Организованные источники																		
Итого		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Неорганизованные источники																		
Сварочные работы	6904	2,80E-04	1,50E-05	2,80E-04	7,50E-05	2,80E-04	7,50E-05	2,80E-04	3,50E-05	2,80E-04	7,50E-05	-	-	0,00028	0,000075	0,00028	7,50E-05	2023
Итого		*2,80E-04*	*1,50E-05*	*2,80E-04*	*7,50E-05*	*2,80E-04*	*7,50E-05*	*2,80E-04*	*3,50E-05*	*2,80E-04*	*7,50E-05*	-	-	*2,80E-04*	*7,50E-05*			
Всего по ЗВ		**0,000280**	**0,000015**	**0,000280**	**0,000075**	**0,000280**	**0,000075**	**0,000280**	**0,000035**	**0,000280**	**0,000075**	**-**	**-**	**0,000280**	**0,000075**			
(0415) Смесь углев. пред. С1-С5 (1502*)																		
Организованные источники																		
Итого		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Неорганизованные источники																		
Блок приемных емкостей бурового раствора	6909	-	-	-	-	-	-	0,04645	0,067987	-	-	-	-	-	-	0,04645	0,067987	2025
Площадка хранения бурового шлама	6910	-	-	-	-	-	-	0,00771	0,01026	-	-	-	-	-	-	0,00771	0,01026	2025
Итого		-	-	-	-	-	-	*5,42E-02*	0,078247	-	-	-	-	-	-			
Всего по ЗВ		-	-	-	-	-	-	**0,054160**	**0,078247**	-	-	-	-	-	-			
(0416) Смесь углев. пред. С6-С10 (1503*)																		
Организованные источники																		
Итого		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Неорганизованные источники																		
Блок приемных емкостей бурового раствора	6909	-	-	-	-	-	-	0,01718	0,02515	-	-	-	-	-	-	0,01718	0,02515	2025
Площадка хранения бурового шлама	6910	-	-	-	-	-	-	0,00285	0,0038	-	-	-	-	-	-	0,00285	0,0038	2025
Итого		-	-	-	-	-	-	*0,02003*	*0,02895*	-	-	-	-	-	-	*0,02003*	*0,02895*	
Всего по ЗВ		-	-	-	-	-	-	**0,020030**	**0,028950**	-	-	-	-	-	-			
(0602) Бензол (64)																		
Организованные источники																		
Итого		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Неорганизованные источники																		
Блок приемных емкостей бурового раствора	6909	-	-	-	-	-	-	0,00022	3,28E-04	-	-	-	-	-	-	0,00022	3,28E-04	2025
Площадка хранения бурового шлама	6910	-	-	-	-	-	-	3,74E-05	4,99E-05	-	-	-	-	-	-	3,74E-05	4,99E-05	2025
Итого		-	-	-	-	-	-	*2,57E-04*	*3,78E-04*	-	-	-	-	-	-	*2,57E-04*	*3,78E-04*	
Всего по ЗВ		-	-	-	-	-	-	**0,000257**	**0,000378**	-	-	-	-	-	-			
(0616) Ксилол (322)																		
Организованные источники																		
Итого		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Неорганизованные источники																		
Покрасочные работы при СМР	6905	-	-	-	-	-	-	0,045	0,0372							0,045	0,0372	2025
Блок приемных емкостей бурового раствора	6909	-	-	-	-	-	-	0,00011	1,57E-04	-	-	-	-	-	-	0,00011	1,57E-04	2025
Площадка хранения бурового шлама	6910	-	-	-	-	-	-	1,82E-05	2,42E-05	-	-	-	-	-	-	1,82E-05	2,42E-05	2025
Итого		-	-	-	-	-	-	*0,045128*	*0,037381*	-	-	-	-	-	-	*0,045128*	*0,037381*	
Всего по ЗВ		-	-	-	-	-	-	**0,045128**	**0,037381**	-	-	-	-	-	-			
(0621) Толуол (558)																		
Организованные источники																		
Итого		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Неорганизованные источники																		
Блок приемных емкостей бурового раствора	6909	-	-	-	-	-	-	1,40E-04	2,05E-04	-	-	-	-	-	-	1,40E-04	2,05E-04	2025
Площадка хранения бурового шлама	6910	-	-	-	-	-	-	2,35E-05	3,14E-05	-	-	-	-	-	-	2,35E-05	3,14E-05	2025
Итого		-	-	-	-	-	-	*0,000164*	*0,000236*	-	-	-	-	-	-	*0,000164*	*0,000236*	

Производство цех, участок	Номер ист. выб-роса	Ориентировочные нормативы выбросы загрязняющих веществ																Год дости-жения НДВ
		существующее положение на 2022 год		на 2023 год		на 2024 год		на 2025 год		на 2026 год		на 2027 год		на периоды 2028-2032 гг. и 2033-2037 гг.		НДВ		
Код и наименование ЗВ		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
Всего по ЗВ		-	-	-	-	-	-	**0,000164**	**0,000236**	-	-	-	-	-	-			
(0703) 3,4-Бензпирен (54)																		
Организованные источники																		
Дизель Caterpillar 3512 DITA для привода бур. лебедки OIME SL-2000, 878кВт	1901	-	-	-	-	-	-	3,17E-06	3,74E-06	-	-	-	-	-	-	3,17E-06	3,74E-06	2025
Дизель Caterpillar 3512 DITA для привода бур. лебедки OIME SL-2000, 878кВт	1902	-	-	-	-	-	-	3,17E-06	3,74E-06	-	-	-	-	-	-	3,17E-06	3,74E-06	2025
Дизель Caterpillar 3512 DITA для привода ротора B-37 1/2", 878кВт	1903	-	-	-	-	-	-	3,17E-06	3,74E-06	-	-	-	-	-	-	3,17E-06	3,74E-06	2025
Дизель Caterpillar 3512 DITA для привода,бур.насоса ContinentalEmsco-1600, 878кВт	1904	-	-	-	-	-	-	3,17E-06	3,74E-06	-	-	-	-	-	-	3,17E-06	3,74E-06	2025
ДЭС D-3412 300 кВт для электроснабжения (основной)	1905	-	-	-	-	-	-	1,00E-06	1,52E-06	-	-	-	-	-	-	1,00E-06	1,52E-06	2025
ДЭС 120 кВт (городок)	1906	-	-	-	-	-	-	4,00E-07	1,09E-06	-	-	-	-	-	-	4,00E-07	1,09E-06	2025
Осветительный агрегат TEREX/AMIDA AL-4000, 160кВт	1907	-	-	-	-	-	-	5,33E-07	5,05E-07	-	-	-	-	-	-	5,33E-07	5,05E-07	2025
Бойлер	1908	-	-	-	-	-	-	4,30E-08	1,53E-07	-	-	-	-	-	-	4,30E-08	1,53E-07	2025
ДЭС Д-144 сварочного агр. 37 кВт	1909	-	-	-	-	-	-	1,34E-07	1,16E-08	-	-	-	-	-	-	1,34E-07	1,16E-08	2025
Диз. генератор для освещения 177 кВт	1912	-	-	-	-	-	-	5,90E-07	2,24E-07	-	-	-	-	-	-	5,90E-07	2,24E-07	2025
Б/У А-50.Двигатель ЯМЗ 238 ДЕ-2 100 кВт	1913	-	-	-	-	-	-	3,33E-07	9,24E-08	-	-	-	-	-	-	3,33E-07	9,24E-08	2025
Дизель канатного подъем. типа LandLine D на базе MAN, 294кВт	1914	-	-	9,80E-07	2,26E-07	9,80E-07	2,26E-07	9,80E-07	2,26E-07	9,80E-07	2,26E-07	-	-	9,80E-07	2,26E-07	9,80E-07	2,26E-07	2023
Дизель цемент. техники 3ЦА-400(BJ Pacemaker model 35-8-5), 490 кВт	1915	-	-	-	-	-	-	1,63E-06	3,11E-07	-	-	-	-	-	-	1,63E-06	3,11E-07	2025
Дизель установки опрессовки АН-700, 500 кВт	1916	-	-	-	-	-	-	1,67E-06	4,09E-07	-	-	-	-	-	-	1,67E-06	4,09E-07	2025
Дизель смесительной машины СМН-20, 294 кВт	1917	-	-	-	-	-	-	9,81E-07	4,13E-07	-	-	-	-	-	-	9,81E-07	4,13E-07	2025
Бойлер	1918	-	-	-	-	-	-	7,00E-09	3,60E-09	-	-	-	-	-	-	7,00E-09	3,60E-09	2025
Дизель CG12V190 для привода бур. насоса №1 RL2NB-800	1930	2,92E-06	5,58E-06	3,19E-06	5,82E-06	3,19E-06	5,82E-06	-	-	3,19E-06	5,82E-06	-	-	3,19E-06	5,82E-06	3,19E-06	5,82E-06	2025
Дизель CG12V190 для привода бур. насоса №2 RL2NB-800	1931	-	-	3,19E-06	5,82E-06	3,19E-06	5,82E-06	-	-	3,19E-06	5,82E-06	-	-	3,19E-06	5,82E-06	3,19E-06	5,82E-06	2023
Дизель привода лебедки и ротора типа CAT-15	1932	1,17E-06	3,35E-06	1,17E-06	2,46E-06	1,17E-06	2,46E-06	-	-	1,17E-06	2,46E-06	-	-	1,17E-06	2,46E-06	1,17E-06	2,46E-06	2023
Дизель установки CAT-18, 522кВт	1933	1,01E-06	2,56E-06	1,74E-06	3,78E-06	1,74E-06	3,78E-06	-	-	1,74E-06	3,78E-06	-	-	1,74E-06	3,78E-06	1,74E-06	3,78E-06	2023
Дизельная установка CAT-9 ДЭС- 224	1934	-	-	7,47E-07	2,69E-06	7,47E-07	2,69E-06	-	-	7,47E-07	2,69E-06	-	-	7,47E-07	2,69E-06	7,47E-07	2,69E-06	2023
Осветительная мачта Atlas, 15кВт	1935	5,40E-08	6,22E-08	5,40E-08	9,01E-08	5,40E-08	9,01E-08	-	-	5,40E-08	9,01E-08	-	-	5,40E-08	9,01E-08	5,40E-08	9,01E-08	2023
Бойлер 80НР	1936	7,00E-09	2,56E-08	4,30E-08	1,46E-07	4,30E-08	1,46E-07	-	-	4,30E-08	1,46E-07	-	-	4,30E-08	1,46E-07	4,30E-08	1,46E-07	2023
Дизель генератора сварочного агр. Д-144	1937	1,34E-07	7,00E-09	1,34E-07	4,45E-08	1,34E-07	4,45E-08	-	-	1,34E-07	4,45E-08	-	-	1,34E-07	4,45E-08	1,34E-07	4,45E-08	2023
Дизель установки насоса ГРП (SPF-743), 414кВт	1941	5,98E-06	2,04E-06	1,38E-06	1,02E-06	1,38E-06	1,02E-06	-	-	1,38E-06	1,02E-06	-	-	1,38E-06	1,02E-06	1,38E-06	1,02E-06	2023
Дизель установки насоса ГРП (SPF-743), 414кВт	1942	-	-	1,38E-06	1,02E-06	1,38E-06	1,02E-06	-	-	1,38E-06	1,02E-06	-	-	1,38E-06	1,02E-06	1,38E-06	1,02E-06	2023

Производство цех, участок	Номер ист. выб-роса	Ориентировочные нормативы выбросы загрязняющих веществ																Год дости-жения НДВ
		существующее положение на 2022 год		на 2023 год		на 2024 год		на 2025 год		на 2026 год		на 2027 год		на периоды 2028-2032 гг. и 2033-2037 гг.		НДВ		
Код и наименование ЗВ		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
Дизель установки насоса ГРП (SPF-743), 414кВт	1943	-	-	1,38E-06	1,02E-06	1,38E-06	1,02E-06	-	-	1,38E-06	1,02E-06	-	-	1,38E-06	1,02E-06	1,38E-06	1,02E-06	2023
Дизель установки насоса ГРП (SPF-743), 414кВт	1944	-	-	1,38E-06	1,02E-06	1,38E-06	1,02E-06	-	-	1,38E-06	1,02E-06	-	-	1,38E-06	1,02E-06	1,38E-06	1,02E-06	2023
ДЭС CAT-32 пескосмесительной установки (Тягач Peterbilt), 313кВт	1945	1,04E-06	1,02E-06	1,04E-06	3,98E-07	1,04E-06	3,98E-07	-	-	1,04E-06	3,98E-07	-	-	1,04E-06	3,98E-07	1,04E-06	3,98E-07	2023
Дизель CAT-3412E затрубного насоса, 370кВт	1946	1,47E-06	7,16E-07	1,23E-06	1,02E-06	1,23E-06	1,02E-06	-	-	1,23E-06	1,02E-06	-	-	1,23E-06	1,02E-06	1,23E-06	1,02E-06	2023
Дизель нагнетательной установки (SUS-235), 147кВт	1947	4,90E-07	2,96E-07	4,90E-07	1,48E-07	4,90E-07	1,48E-07	-	-	4,90E-07	1,48E-07	-	-	4,90E-07	1,48E-07	4,90E-07	1,48E-07	2023
Дизель модуля управления, 25кВт	1948	9,00E-08	7,94E-08	9,00E-08	3,97E-08	9,00E-08	3,97E-08	-	-	9,00E-08	3,97E-08	-	-	9,00E-08	3,97E-08	9,00E-08	3,97E-08	2023
Диз.двиг. CUMMINS QSB7 для подачи пропанта, 313кВт	1949	1,10E-06	1,18E-06	1,04E-06	5,68E-07	1,04E-06	5,68E-07	-	-	1,04E-06	5,68E-07	-	-	1,04E-06	5,68E-07	1,04E-06	5,68E-07	2023
Дизель генератора, 64кВт	1950	1,63E-07	1,67E-07	2,31E-07	1,42E-07	2,31E-07	1,42E-07	-	-	2,31E-07	1,42E-07	-	-	2,31E-07	1,42E-07	2,31E-07	1,42E-07	2023
Парогенератор с теплообменником Dutchoffshore	1951	4,30E-08	3,71E-08	4,30E-08	1,86E-08	4,30E-08	1,86E-08	-	-	4,30E-08	1,86E-08	-	-	4,30E-08	1,86E-08	4,30E-08	1,86E-08	2023
Установка ПАП-60/80. ДЭС ЯМЗ-238ДЕ-2, 220кВт	1952	-	-	7,33E-07	3,46E-07	7,33E-07	3,46E-07	7,33E-07	6,79E-07	7,33E-07	3,46E-07	-	-	7,33E-07	3,46E-07	7,33E-07	6,79E-07	2025
ДизельG12V190 привода бур. насоса №1 SL3NB-1300, 800кВт	1953	8,10E-07	5,54E-07	2,89E-06	1,06E-06	2,89E-06	1,06E-06	2,89E-06	2,37E-06	2,89E-06	1,06E-06	-	-	2,89E-06	1,06E-06	2,89E-06	2,37E-06	2025
ДизельG12V190 привода бур. насоса №2 SL3NB-1300, 800кВт	1954	-	-	2,89E-06	1,06E-06	2,89E-06	1,06E-06	2,89E-06	2,37E-06	2,89E-06	1,06E-06	-	-	2,89E-06	1,06E-06	2,89E-06	2,37E-06	2025
ДЭС ЯМЗ-238, 100кВт	1955	3,33E-07	6,72E-07	3,30E-07	1,36E-07	3,30E-07	1,36E-07	3,30E-07	3,05E-07	3,30E-07	1,36E-07	-	-	3,30E-07	1,36E-07	3,30E-07	3,05E-07	2025
ДЭС ЯМЗ-7511, 200кВт	1956	-	-	6,67E-07	2,85E-07	6,67E-07	2,85E-07	6,67E-07	5,03E-07	6,67E-07	2,85E-07	-	-	6,67E-07	2,85E-07	6,67E-07	5,03E-07	2025
Осветительная мачта PCA POWER 400MLT, 8,25кВт	1957	2,50E-08	1,03E-08	3,00E-08	2,57E-08	3,00E-08	2,57E-08	3,00E-08	4,96E-08	3,00E-08	2,57E-08	-	-	3,00E-08	2,57E-08	3,00E-08	4,96E-08	2025
Дизель цемент. техники ЗЦА-320, 177 кВт	1958	-	-	-	-	-	-	5,88E-07	9,50E-09	-	-	-	-	-	-	5,88E-07	9,50E-09	2025
Итого		*1,68E-05*	*1,84E-05*	*2,85E-05*	*3,04E-05*	*2,85E-05*	*3,04E-05*	*2,91E-05*	*2,62E-05*	**2,85E-05**	**3,04E-05**	**-**	**-**	**2,85E-05**	**3,04E-05**			
Неорганизованные источники																		
Итого		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Всего по ЗВ		**1,68E-05**	**1,84E-05**	**2,85E-05**	**3,04E-05**	**2,85E-05**	**3,04E-05**	**2,91E-05**	**2,62E-05**	**2,85E-05**	**3,04E-05**	-	-	**2,85E-05**	**3,04E-05**			
(1042) Бутиловый спирт (102)																		
Организованные источники																		
Итого		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Неорганизованные источники																		
Покрасочные работы при СМР	6905	-	-	-	-	-	-	1,40E-04	2,05E-04	-	-	-	-	-	-	1,40E-04	2,05E-04	2025
Итого		-	-	-	-	-	-	*2,35E-05*	*3,14E-05*	-	-	-	-	-	-	*2,35E-05*	*3,14E-05*	
Всего по ЗВ		-	-	-	-	-	-	**0,000024**	**0,000031**	-	-	-	-	-	-			
(1325) Формальдегид (609)																		
Организованные источники																		
Дизель Caterpillar 3512 DITA для привода бур. лебедки OIME SL-2000, 878кВт	1901	-	-	-	-	-	-	0,036622	0,040829	-	-	-	-	-	-	0,0366	0,0408	2025
Дизель Caterpillar 3512 DITA для привода бур. лебедки OIME SL-2000, 878кВт	1902	-	-	-	-	-	-	0,036622	0,040829	-	-	-	-	-	-	0,0366	0,0408	2025
Дизель Caterpillar 3512 DITA для привода ротора B-37 1/2", 878кВт	1903	-	-	-	-	-	-	0,036622	0,040829	-	-	-	-	-	-	0,0366	0,0408	2025
Дизель Caterpillar 3512 DITA для привода,бур.насоса ContinentalEmsco-1600, 878кВт	1904	-	-	-	-	-	-	0,0366	0,0408	-	-	-	-	-	-	0,0366	0,0408	2025
ДЭС D-3412 300 кВт для электроснабжения (основной)	1905	-	-	-	-	-	-	0,0100	0,0138	-	-	-	-	-	-	0,0100	0,0138	2025
ДЭС 120 кВт (городок)	1906	-	-	-	-	-	-	0,0040	0,0099	-	-	-	-	-	-	0,0040	0,0099	2025

Производство цех, участок	Номер ист. выб-роса	Ориентировочные нормативы выбросы загрязняющих веществ																Год дости-жения НДВ
		существующее положение на 2022 год		на 2023 год		на 2024 год		на 2025 год		на 2026 год		на 2027 год		на периоды 2028-2032 гг. и 2033-2037 гг.		НДВ		
Код и наименование ЗВ		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
Осветительный агрегат TEREX/AMIDA AL-4000, 160кВт	1907	-	-	-	-	-	-	0,0053	0,0046	-	-	-	-	-	-	0,0053	0,0046	2025
ДЭС Д-144 сварочного агр. 37 кВт	1909	-	-	-	-	-	-	0,0015	1,27E-04	-	-	-	-	-	-	0,0015	1,27E-04	2025
Диз. генератор для освещения 177 кВт	1912	-	-	-	-	-	-	0,0059	0,00203	-	-	-	-	-	-	0,0059	0,00203	2025
Б/У А-50.Двигатель ЯМЗ 238 ДЕ-2 100 кВт	1913	-	-	-	-	-	-	0,00333	0,00084	-	-	-	-	-	-	0,00333	0,00084	2025
Дизель канатного подъем. типа LandLine D на базе MAN, 294кВт	1914	-	-	0,0098	0,0021	0,0098	0,0021	0,0098	0,0021	0,0098	0,0021	-	-	0,0098	0,0021	0,0098	0,0021	2023
Дизель цемент. техники ЗЦА-400(BJ Pacemaker model 35-8-5), 490 кВт	1915	-	-	-	-	-	-	0,01633	0,00282	-	-	-	-	-	-	0,01633	0,00282	2025
Дизель установки опрессовки АН-700, 500 кВт	1916	-	-	-	-	-	-	0,01667	0,00371	-	-	-	-	-	-	0,01667	0,00371	2025
Дизель смесительной машины СМН-20, 294 кВт	1917	-	-	-	-	-	-	0,00981	0,00376	-	-	-	-	-	-	0,00981	0,00376	2025
Дизель CG12V190 для привода бур. насоса №1 RL2NB-800	1930	0,0266	0,0496	0,0368	0,0635	0,0368	0,0635	-	-	0,0368	0,0635	-	-	0,0368	0,0635	0,0368	0,0635	2023
Дизель CG12V190 для привода бур. насоса №2 RL2NB-800	1931	-	-	0,0368	0,0635	0,0368	0,0635	-	-	0,0368	0,0635	-	-	0,0368	0,0635	0,0368	0,0635	2023
Дизель привода лебедки и ротора типа CAT-15	1932	0,0117	0,0305	0,0117	0,0224	0,0117	0,0224	-	-	0,0117	0,0224	-	-	0,0117	0,0224	0,0117	0,0224	2023
Дизель установки CAT-18, 522кВт	1933	0,0101	0,0233	0,0174	0,0344	0,0174	0,0344	-	-	0,0174	0,0344	-	-	0,0174	0,0344	0,0174	0,0344	2023
Дизельная установка CAT-9 ДЭС- 224	1934	-	-	0,0075	0,0244	0,0075	0,0244	-	-	0,0075	0,0244	-	-	0,0075	0,0244	0,0075	0,0244	2023
Осветительная мачта Atlas, 15кВт	1935	0,0006	0,0006	0,0006	0,001	0,0006	0,001	-	-	0,0006	0,001	-	-	0,0006	0,001	0,0006	0,001	2023
Дизель генератора сварочного агр. Д-144	1937	0,0015	0,00008	0,0015	0,000485	0,0015	0,000485	-	-	0,0015	0,000485	-	-	0,0015	0,000485	0,0015	4,85E-04	2023
Дизель установки насоса ГРП (SPF-743), 414кВт	1941	0,059	0,0222	0,0138	0,0093	0,0138	0,0093	-	-	0,0138	0,0093	-	-	0,0138	0,0093	0,0138	0,0093	2023
Дизель установки насоса ГРП (SPF-743), 414кВт	1942	-	-	0,0138	0,0093	0,0138	0,0093	-	-	0,0138	0,0093	-	-	0,0138	0,0093	0,0138	0,0093	2023
Дизель установки насоса ГРП (SPF-743), 414кВт	1943	-	-	0,0138	0,0093	0,0138	0,0093	-	-	0,0138	0,0093	-	-	0,0138	0,0093	0,0138	0,0093	2023
Дизель установки насоса ГРП (SPF-743), 414кВт	1944	-	-	0,0138	0,0093	0,0138	0,0093	-	-	0,0138	0,0093	-	-	0,0138	0,0093	0,0138	0,0093	2023
ДЭС CAT-32 пескосмесительной установки (Тягач Peterbilt), 313кВт	1945	0,0104	0,0092	0,0104	0,0036	0,0104	0,0036	-	-	0,0104	0,0036	-	-	0,0104	0,0036	0,0104	0,0036	2023
Дизель CAT-3412E затрубного насоса, 370кВт	1946	0,0147	0,0066	0,0123	0,0093	0,0123	0,0093	-	-	0,0123	0,0093	-	-	0,0123	0,0093	0,0123	0,0093	2023
Дизель нагнетательной установки (SUS-235), 147кВт	1947	0,0049	0,0026	0,0049	0,0013	0,0049	0,0013	-	-	0,0049	0,0013	-	-	0,0049	0,0013	0,0049	0,0013	2023
Дизель модуля управления, 25кВт	1948	0,001	0,0008	0,001	0,0004	0,001	0,0004	-	-	0,001	0,0004	-	-	0,001	0,0004	0,001	0,0004	2023
Диз.двиг. CUMMINS QSB7 для подачи пропанта, 313кВт	1949	0,011	0,0108	0,0104	0,0052	0,0104	0,0052	-	-	0,0104	0,0052	-	-	0,0104	0,0052	0,0104	0,0052	2023
Дизель генератора, 64кВт	1950	0,0019	0,00182	0,0027	0,0015	0,0027	0,0015	-	-	0,0027	0,0015	-	-	0,0027	0,0015	0,0027	0,0015	2023
Установка ПАП-60/80. ДЭС ЯМЗ-238ДЕ-2, 220кВт	1952	-	-	0,0073	0,0031	0,0073	0,0031	0,0073	0,0062	0,0073	0,0031	-	-	0,0073	0,0031	0,0073	0,0062	2025
ДизельG12V190 привода бур. насоса №1 SL3NB-1300, 800кВт	1953	0,0081	0,005	0,0333	0,0115	0,0333	0,0115	0,0333	0,0259	0,0333	0,0115	-	-	0,0333	0,0115	0,0333	0,0259	2025

Производство цех, участок	Номер ист. выб-роса	Ориентировочные нормативы выбросы загрязняющих веществ																Год дости-жения НДВ
		существующее положение на 2022 год		на 2023 год		на 2024 год		на 2025 год		на 2026 год		на 2027 год		на периоды 2028-2032 гг. и 2033-2037 гг.		НДВ		
Код и наименование ЗВ		**г/с**	**т/год**	**г/с**	**т/год**	**г/с**	**т/год**	**г/с**	**т/год**	**г/с**	**т/год**	**г/с**	**т/год**	**г/с**	**т/год**	**г/с**	**т/год**	
ДизельG12V190 привода бур. насоса №2 SL3NB-1300, 800кВт	1954	-	-	0,0333	0,0115	0,0333	0,0115	0,0333	0,0259	0,0333	0,0115	-	-	0,0333	0,0115	0,0333	0,0259	2025
ДЭС ЯМЗ-238, 100кВт	1955	0,0033	0,0061	0,0033	0,0012	0,0033	0,0012	0,0033	0,0028	0,0033	0,0012	-	-	0,0033	0,0012	0,0033	0,0028	2025
ДЭС ЯМЗ-7511, 200кВт	1956	-	-	0,0067	0,0026	0,0067	0,0026	0,0067	0,0046	0,0067	0,0026	-	-	0,0067	0,0026	0,0067	0,0046	2025
Осветительная мачта PCA POWER 400MLT, 8,25кВт	1957	0,0003	0,0002	0,0003	0,0003	0,0003	0,0003	0,00034	0,00054	0,0003	0,0003	-	-	0,0003	0,0003	0,00034	0,00054	2025
Дизель цемент. техники ЗЦА-320, 177 кВт	1958	-	-	-	-	-	-	0,0059	0,0001	-	-	-	-	-	-	0,0059	0,0001	2025
Итого		*0,1651*	*0,169396*	*0,3032*	*0,300485*	*0,3032*	*0,300485*	*0,319268*	*0,273063*	*0,3032*	*0,300485*	-	-	*0,3032*	*0,300485*			
Неорганизованные источники																		
Итого		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего по ЗВ		**0,165100**	**0,169396**	**0,303200**	**0,300485**	**0,303200**	**0,300485**	**0,319268**	**0,273063**	**0,303200**	**0,300485**	**-**	**-**	**0,303200**	**0,300485**			
(2735) Масло мин. нефтяное (716*)																		
Организованные источники																		
Установка хранения масла. Баки машинного, отработанного масел.	1911	0,000412	0,000875	0,000412	0,000439	0,000412	0,000439	0,000412	0,000438	0,000412	0,000439	-	-	0,000412	0,000439	0,000412	0,000657	2025
Итого		*0,000412*	*0,000875*	*0,000412*	*0,000439*	*0,000412*	*0,000439*	*0,000412*	*0,000438*	*0,000412*	*0,000439*	-	-	*0,000412*	*0,000439*			
Неорганизованные источники																		
Заправка спецтехники	6906			-	-	-	-	0,0010133	5,16E-07	-	-	-	-	-	-	0,0010133	5,16E-07	2025
Склад ГСМ	6907	0,0009	0,003174	0,0009	0,004567	0,0009	0,004567	0,0009	0,0055782	0,0009	0,004567	-	-	0,0009	0,004567	0,0009	0,0055782	2025
Блок приемных емкостей бурового раствора	6909	-	-	-	-	-	-	0,01388	0,03632	-	-	-	-	-	-	0,01388	0,03632	2025
Площадка хранения бурового шлама	6910	-	-	-	-	-	-	0,000053	7,11E-05	-	-	-	-	-	-	0,000053	7,11E-05	2025
Итого		*0,000900*	*0,003174*	*0,000900*	*0,004567*	*0,000900*	*0,004567*	*0,015846*	*0,041970*	*0,000900*	*0,004567*	-	-	*0,000900*	*0,004567*			
Всего по ЗВ		**0,001312**	**0,004049**	**0,001312**	**0,005006**	**0,001312**	**0,005006**	**0,016258**	**0,042408**	**0,001312**	**0,005006**	**-**	**-**	**0,001312**	**0,005006**			
(2752) Уайт-спирит (1294*)																		
Организованные источники																		
Итого		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Неорганизованные источники																		
Покрасочные работы при СМР	6905	-	-	-	-	-	-	0,045	0,0238	-	-	-	-	-	-	0,045	0,0238	2025
Итого		-	-	-	-	-	-	*0,045000*	*0,023800*	-	-	-	-	-	-			
Всего по ЗВ		-	-	-	-	-	-	**0,061258**	**0,066208**	-	-	-	-	-	-			
(2754) Углеводороды пред. С12-С19 (10)																		
Организованные источники																		
Дизель Caterpillar 3512 DITA для привода бур. лебедки OIME SL-2000, 878кВт	1901	-	-	-	-	-	-	0,8789	1,0207	-	-	-	-	-	-	0,8789	1,0207	2025
Дизель Caterpillar 3512 DITA для привода бур. лебедки OIME SL-2000, 878кВт	1902	-	-	-	-	-	-	0,8789	1,0207	-	-	-	-	-	-	0,8789	1,0207	2025
Дизель Caterpillar 3512 DITA для привода ротора B-37 1/2", 878кВт	1903	-	-	-	-	-	-	0,8789	1,0207	-	-	-	-	-	-	0,8789	1,0207	2025
Дизель Caterpillar 3512 DITA для привода,бур.насоса ContinentalEmsco-1600, 878кВт	1904	-	-	-	-	-	-	0,8789	1,0207	-	-	-	-	-	-	0,8789	1,0207	2025
ДЭС D-3412 300 кВт для электроснабжения (основной)	1905	-	-	-	-	-	-	0,2417	0,3309	-	-	-	-	-	-	0,2417	0,3309	2025
ДЭС 120 кВт (городок)	1906	-	-	-	-	-	-	0,0967	0,2384	-	-	-	-	-	-	0,0967	0,2384	2025
Осветительный агрегат TEREX/AMIDA AL-4000, 160кВт	1907	-	-	-	-	-	-	0,1289	0,1103	-	-	-	-	-	-	0,1289	0,1103	2025
ДЭС Д-144 сварочного агр. 37 кВт	1909	-	-	-	-	-	-	0,0370	0,0032	-	-	-	-	-	-	0,0370	0,0032	2025
Установка хранения топлива. Емкость дизтоплива	1910	0,01955	0,00421	0,01955	0,003433	0,01955	0,003433	0,0196	0,0041	0,0196	0,0034	-	-	0,01955	0,003433	0,0196	0,0041	

Производство цех, участок	Номер ист. выб-роса	Ориентировочные нормативы выбросы загрязняющих веществ																Год дости-жения НДВ
		существующее положение на 2022 год		на 2023 год		на 2024 год		на 2025 год		на 2026 год		на 2027 год		на периоды 2028-2032 гг. и 2033-2037 гг.		НДВ		
Код и наименование ЗВ		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
Диз. генератор для освещения 177 кВт	1912	-	-	-	-	-	-	0,1426	0,0488	-	-	-	-	-	-	0,1426	0,0488	2025
Б/У А-50.Двигатель ЯМЗ 238 ДЕ-2 100 кВт	1913	-	-	-	-	-	-	0,0806	0,0202	-	-	-	-	-	-	0,0806	0,0202	2025
Дизель канатного подъем. типа LandLine D на базе MAN, 294кВт	1914	-	-	0,2368	0,0493	0,2368	0,0493	0,2368	0,0493	0,2368	0,0493	-	-	0,2368	0,0493	0,2368	0,0493	2023
Дизель цемент. техники ЗЦА-400(BJ Pacemaker model 35-8-5), 490 кВт	1915	-	-	-	-	-	-	0,3946	0,0678	-	-	-	-	-	-	0,3946	0,0678	2025
Дизель установки опрессовки АН-700, 500 кВт	1916	-	-	-	-	-	-	0,4028	0,0892	-	-	-	-	-	-	0,4028	0,0892	2025
Дизель смесительной машины СМН-20, 294 кВт	1917	-	-	-	-	-	-	0,2370	0,0902	-	-	-	-	-	-	0,2370	0,0902	2025
Дизель CG12V190 для привода бур. насоса №1 RL2NB-800	1930	0,6374	1,2414	0,8820	1,5869	0,8820	1,5869	-	-	0,8820	1,5869	-	-	0,8820	1,5869	0,8820	1,5869	2023
Дизель CG12V190 для привода бур. насоса №2 RL2NB-800	1931	-	-	0,8820	1,5869	0,8820	1,5869	-	-	0,8820	1,5869	-	-	0,8820	1,5869	0,8820	1,5869	2023
Дизель привода лебедки и ротора типа CAT-15	1932	0,2619	0,7316	0,2819	0,5369	0,2819	0,5369	-	-	0,2819	0,5369	-	-	0,2819	0,5369	0,2819	0,5369	2023
Дизель установки CAT-18, 522кВт	1933	0,2429	0,5601	0,4205	0,8250	0,4205	0,8250	-	-	0,4205	0,8250	-	-	0,4205	0,8250	0,4205	0,8250	2023
Дизельная установка CAT-9 ДЭС- 224	1934	-	-	0,1804	0,5864	0,1804	0,5864	-	-	0,1804	0,5864	-	-	0,1804	0,5864	0,1804	0,5864	2023
Осветительная мачта Atlas, 15кВт	1935	0,0150	0,0170	0,0150	0,0246	0,0150	0,0246	-	-	0,0150	0,0246	-	-	0,0150	0,0246	0,0150	0,0246	2023
Дизель генератора сварочного агр. Д-144	1937	0,0370	0,0020	0,0370	0,0121	0,0370	0,0121	-	-	0,0370	0,0121	-	-	0,0370	0,0121	0,0370	0,0121	2023
Дизель установки насоса ГРП (SPF-743), 414кВт	1941	1,6549	0,5572	0,3333	0,2229	0,3333	0,2229	-	-	0,3333	0,2229	-	-	0,3333	0,2229	0,3333	0,2229	2023
Дизель установки насоса ГРП (SPF-743), 414кВт	1942	-	-	0,3333	0,2229	0,3333	0,2229	-	-	0,3333	0,2229	-	-	0,3333	0,2229	0,3333	0,2229	2023
Дизель установки насоса ГРП (SPF-743), 414кВт	1943	-	-	0,3333	0,2229	0,3333	0,2229	-	-	0,3333	0,2229	-	-	0,3333	0,2229	0,3333	0,2229	2023
Дизель установки насоса ГРП (SPF-743), 414кВт	1944	-	-	0,3333	0,2229	0,3333	0,2229	-	-	0,3333	0,2229	-	-	0,3333	0,2229	0,3333	0,2229	2023
ДЭС CAT-32 пескосмесительной установки (Тягач Peterbilt), 313кВт	1945	0,2518	0,2230	0,2518	0,0869	0,2518	0,0869	-	-	0,2518	0,0869	-	-	0,2518	0,0869	0,2518	0,0869	2023
Дизель CAT-3412E затрубного насоса, 370кВт	1946	0,3555	0,1560	0,2981	0,2229	0,2981	0,2229	-	-	0,2981	0,2229	-	-	0,2981	0,2229	0,2981	0,2229	2023
Дизель нагнетательной установки (SUS-235), 147кВт	1947	0,1185	0,0648	0,1185	0,0324	0,1185	0,0324	-	-	0,1185	0,0324	-	-	0,1185	0,0324	0,1185	0,0324	2023
Дизель модуля управления, 25кВт	1948	0,0250	0,0216	0,0250	0,0108	0,0250	0,0108	-	-	0,0250	0,0108	-	-	0,0250	0,0108	0,0250	0,0108	2023
Диз.двиг. CUMMINS QSB7 для подачи пропанта, 313кВт	1949	0,2658	0,2574	0,2518	0,1238	0,2518	0,1238	-	-	0,2518	0,1238	-	-	0,2518	0,1238	0,2518	0,1238	2023
Дизель генератора, 64кВт	1950	0,0450	0,0456	0,0640	0,0387	0,0640	0,0387	-	-	0,0640	0,0387	-	-	0,0640	0,0387	0,0640	0,0387	2023
Установка ПАП-60/80. ДЭС ЯМЗ-238ДЕ-2, 220кВт	1952	-	-	0,1772	0,0754	0,1772	0,0754	0,1772	0,1481	0,1772	0,0754	-	-	0,1772	0,0754	0,1772	0,1481	2025
ДизельG12V190 привода бур. насоса №1 SL3NB-1300, 800кВт	1953	0,1958	0,1206	0,8000	0,2879	0,8000	0,2879	0,8000	0,6463	0,8000	0,2879	-	-	0,8000	0,2879	0,8000	0,6463	2025
ДизельG12V190 привода бур. насоса №2 SL3NB-1300, 800кВт	1954	-	-	0,8000	0,2879	0,8000	0,2879	0,8000	0,6463	0,8000	0,2879	-	-	0,8000	0,2879	0,8000	0,6463	2025
ДЭС ЯМЗ-238, 100кВт	1955	0,0806	0,1465	0,0806	0,0297	0,0806	0,0297	0,0806	0,0666	0,0806	0,0297	-	-	0,0806	0,0297	0,0806	0,0666	2025
ДЭС ЯМЗ-7511, 200кВт	1956	-	-	0,1611	0,0621	0,1611	0,0621	0,1611	0,1097	0,1611	0,0621	-	-	0,1611	0,0621	0,1611	0,1097	2025
Осветительная мачта PCA POWER 400MLT, 8,25кВт	1957	0,0070	0,0028	0,0083	0,0070	0,0083	0,0070	0,0083	0,0135	0,0083	0,0070	-	-	0,0083	0,0070	0,0083	0,0135	2025

Производство цех, участок	Номер ист. выб-роса	Ориентировочные нормативы выбросы загрязняющих веществ																Год дости-жения НДВ
		существующее положение на 2022 год		на 2023 год		на 2024 год		на 2025 год		на 2026 год		на 2027 год		на периоды 2028-2032 гг. и 2033-2037 гг.		НДВ		
Код и наименование ЗВ		**г/с**	**т/год**	**г/с**	**т/год**	**г/с**	**т/год**	**г/с**	**т/год**	**г/с**	**т/год**	**г/с**	**т/год**	**г/с**	**т/год**	**г/с**	**т/год**	
Дизель цемент. техники ЗЦА-320, 177 кВт	1958	-	-	-	-	-	-	0,1422	0,0021	-	-	-	-	-	-	0,1422	0,0021	2025
Итого		*4,21365*	*4,15181*	*7,32475*	*7,368652*	*7,32475*	*7,368652*	*7,703192*	*6,766639*	*7,32475*	*7,368652*	-	-	*7,32475*	*7,368652*			
Неорганизованные источники																		
Заправка спецтехники	6906	-	-	-	-	-	-	0,01119966	0,00056	-	-	-	-	-	-	0,01119966	0,00056	2025
Склад ГСМ	6907	0,000894	0,003167	0,000894	0,004559	0,000894	0,004559	0,000894	0,0055621	0,000894	0,004559	-	-	0,000894	0,004559	0,000894	0,005562	2025
Итого		*0,000894*	*0,003167*	*0,000894*	*0,004559*	*0,000894*	*0,004559*	*0,012094*	*0,006122*	*0,000894*	*0,004559*	-	-	*0,000894*	*0,004559*			
Всего по ЗВ		**4,214544**	**4,154977**	**7,325644**	**7,373211**	**7,325644**	**7,373211**	**7,715286**	**6,772761**	**7,325644**	**7,373211**	-	-	**7,325644**	**7,373211**			
(2908) Пыль неорг., SiO2 в %: 70-20																		
Организованные источники																		
Итого		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Неорганизованные источники																		
Перемещение грунта	6902	-	-	-	-	-	-	0,1197	0,0281	-	-	-	-	-	-	0,1197	0,0281	2025
Перемещение щебня, цемента, песка при СМР	6903	-	-	-	-	-	-	0,2315	0,010156	-	-	-	-	-	-	0,2315	0,010156	2025
Сварочные работы	6904	0,00028	0,000015	0,00028	0,000075	0,00028	0,000075	0,00028	0,000035	0,00028	0,000075	-	-	0,00028	0,000075	0,00028	0,000035	2023
Участок приготовления цементного раствора	6911	-	-	-	-	-	-	0,05333	0,00581	-	-	-	-	-	-	0,05333	0,00581	2025
Итого		*0,00028*	*0,000015*	*0,00028*	*0,000075*	*0,00028*	*0,000075*	*0,40481*	*0,044101*	*0,00028*	*0,000075*	-	-	*0,00028*	*0,000075*			
Всего по ЗВ		**0,000280**	**0,000015**	**0,000280**	**0,000075**	**0,000280**	**0,000075**	**0,404810**	**0,044101**	**0,000280**	**0,000075**	-	-	**0,000280**	**0,000075**			
Всего по предприятию:		**28,556969**	**29,080191**	**48,833471**	**49,680713**	**48,833471**	**49,680713**	**51,231692**	**44,945785**	**48,833471**	**49,684134**	**0,001650**	**0,003421**	**48,833471**	**49,697819**			
из них																		
Итого по организованным источникам:		***28,477193***	***29,058822***	***48,757394***	***49,654510***	***48,757394***	***49,654510***	***50,279459***	***44,647301***	***48,757394***	***49,654510***	**-**	**-**	***48,757394***	***49,654510***			
Итого по неорганизованным источникам:		***0,079777***	***0,021369***	***0,076077***	***0,026204***	***0,076077***	***0,026204***	***0,952233***	***0,298216***	***0,076077***	***0,029625***	***0,001650***	***0,003421***	***0,076077***	***0,043310***			

4.2.7. Рекомендации по методам и средствам контроля за состоянием воздушного бассейна

Контроль за состоянием воздушного бассейна должен обеспечивать:

- систематические данные о выбросах;
- исходные данные к отчетности предприятия по форме № 2-тп (воздух);
- информацию к оценке соблюдения установленных норм выбросов и к анализу причин, вызывающих превышение норм.

Производственный мониторинг воздушного бассейна, как элемент производственного контроля, включает в себя следующие направления деятельности:

- наблюдение за параметрами технологического процесса для надлежащей проектной эксплуатации и соблюдения условий технологического регламента данного производства (операционный мониторинг); содержание операционного мониторинга определяется природопользователем;
- наблюдения за источниками выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в целях контроля за соблюдением нормативов допустимых выбросов (мониторинг эмиссий);
- оценку состояния атмосферного воздуха (мониторинг воздействия).

Контроль на источниках выбросов загрязняющих веществ проводится в соответствии с «Временным руководством по контролю источников загрязнения атмосферы», РНД 211.3.01.04-97 (ОНД-90). Контроль за загрязнением атмосферного воздуха проводится в соответствии с РД 52.04.186-89.

Операционный мониторинг

Так как основными источниками загрязнения атмосферного воздуха являются дизельные двигатели буровой установки, выбросы которых прямо пропорциональны мощности оборудования и расходу топлива, операционный мониторинг должен включать контроль:

- соответствия технических характеристик используемого оборудования характеристикам, принятым в проекте;
- часовой расход топлива по каждой единице оборудования;
- количество отработанных часов для каждой единицы оборудования;
- суммарный расход топлива для дизельных двигателей.

Мониторинг эмиссий

Мониторинг эмиссий загрязняющих веществ в атмосферу на источниках выбросов выполняется для контроля соблюдения нормативов допустимых выбросов.

Мониторинг выполняется с использованием следующих методов:

- метод прямого измерения концентраций загрязняющих веществ в отходящих газах с помощью автоматических газоанализаторов либо инструментального отбора проб отходящих газов с последующим анализом в стационарной лаборатории. Этот метод используется для мониторинга эмиссий на наиболее крупных организованных источниках выбросов (выхлопные трубы дизельных генераторов);
- расчетный метод с использованием методик по расчету выбросов, утвержденных МООС РК. Этот метод применяется для расчета неорганизованных, залповых выбросов, а также выбросов от передвижных источников и ряда организованных источников.

Все источники, выбрасывающие вещество, подлежащее контролю, делятся на две категории. К первой категории относятся источники, для которых при См / ПДК > 0,5 выполняются неравенства:

М/ПДК > 0,01 при Н > 10 м;

М/ПДК > 0,10 при Н < 10 м.

Источники первой категории, вносящие наиболее существенный вклад в загрязнение воздуха, подлежат систематическому контролю не реже 1 раза в квартал.

Все остальные источники относятся ко второй категории и контролируются 1 раз в год.

Определение категорий источников и расчет о необходимости проведения контроля выполнен в соответствии с РНД 211-2.01.01-97 «Временное руководство по контролю источников загрязнения атмосферы». Результаты расчетов приводятся в Книге 2 Приложении 23 для каждого варианта предполагаемых работ.

Рекомендуемый план-график контроля выбросов на каждом источнике представлен для всех вариантов в Книге 2, Приложение 23.

Учитывая временный характер действия источников выбросов в атмосферу при проведении планируемых работ, предлагается осуществлять контроль на источниках выбросов (мониторинг эмиссий) 1 раз в период проведения буровых работ, КРС.

В число обязательно контролируемых веществ должны быть включены основные загрязняющие вещества – азота оксиды, серы диоксид, оксиды углерода, сажа.

При проведении контрольных замеров на источниках выбросов необходимо контролировать и параметры газовоздушной смеси (температуру, скорость, объем), которые, наряду с объемом выбросов, определяют максимальные концентрации загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы.

Результаты контроля заносятся в журналы учета, включаются в технические отчеты предприятия, отчеты по производственному мониторингу, отчеты по форме № 2-ТП (воздух) и учитываются при оценке его деятельности.

Мониторинг эмиссий на передвижных источниках выбросов должен осуществляться путем систематического контроля за состоянием топливной системы, системы зажигания двигателей транспорта и периодической проверки на токсичность отработавших газов. Определение объемов выбросов выполняется расчетным методом по расходу топлива или пробегу автотехники.

Мониторинг воздействия

КНГКМ имеет установленную СЗЗ. На предприятии в процессе мониторинга воздействия проводятся наблюдения за фактическим состоянием загрязнения атмосферного воздуха на границе санитарно-защитной зоны (СЗЗ) в восьми установленных точках (С, СЗ, З, ЮЗ, Ю, ЮВ, В, СВ) и на границах в ближайших 8 населенных пунктах (п. Приуральное, Жарсуат, Димитрово, Карашиганак, Жанаталап, Каракемер, Успенка, г. Аксай).

Контроль осуществляется аккредитованной лабораторией ТОО "ИПЦ GIDROMET LTD".

Контроль на границе СЗЗ и в населенных пунктах ведется постоянно для определения разовых и среднесуточных концентраций загрязняющих веществ.

Принимая во внимание кратковременность всех планируемых работ и результаты расчетов рассеивания ЗВ при проведении бурения скважин РП-9, Г-9, не целесообразно проводить мониторинг воздействия на внешней границе зоны загрязнения (расстояние от источников выбросов до значения 1 $ПДК_{мр}$).

4.2.8. Сведения о санитарно-защитной зоне

По своему функциональному назначению санитарно-защитная зона (СЗЗ) является защитным барьером, обеспечивающим уровень безопасности населения при эксплуатации объекта в штатном режиме.

Граница санитарно-защитной зоны – линия, ограничивающая территорию санитарно-защитной зоны или максимальную из плановых проекций пространства, за пределами которых факторы воздействия не превышают установленные гигиенические нормативы.

Критерием для определения размера СЗЗ является соответствие на ее внешней границе и за ее пределами концентрации загрязняющих веществ для атмосферного воздуха населенных мест ПДК и/или ПДУ физического воздействия на атмосферный воздух.

Минимальный размер СЗЗ для нефтегазодобывающих предприятий, установленный санитарными правилами «Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов» (утверждены приказом Министра национальной экономики Республики Казахстан от 20 марта 2015 года №237) составляет 5000 м.

Размеры СЗЗ для Карачаганакского нефтегазоконденсатного месторождения (5000-9440 м), которая действует с 2018 года, установлены в проекте «Расчетная санитарно-защитная зона Карачаганакского нефтегазоконденсатного месторождения» (Алматы, 2015) и согласованы санитарно-эпидемиологической экспертизой Департамента ЗПП ЗКО КЗПП МНЭ РК (санитарно-эпидемиологическое заключение № 223 от 18.05.2015 г.).

Участок, отведенный под строительство нагнетательной скважины РП-9, будет расположен на площадке существующего Полигона № 2 (Полигона закачки промстоков) в границах согласованной расчетной СЗЗ КНГКМ. Согласно п. 47 СП «Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов» (утв. Приказом Министра национальной экономики РК от 20 марта 2015 г. № 237) для группы объектов, входящих в промышленную узел (комплекс), устанавливается единая СЗЗ.

Обоснованность размеров СЗЗ должна быть подтверждена расчетами рассеивания выбросов в атмосферу для всех загрязняющих веществ и распространения физических факторов, выполненными по согласованным и утвержденным в установленном порядке методам с учетом вклада действующих, намеченных к строительству или проектируемых предприятий.

В данном разделе расчетами рассеивания (раздел 4.2.5) с учетом оценки воздействия физических воздействий, рассмотренной в разделе 4.2.8, подтверждена достаточность установленного размера расчетной СЗЗ КНГКМ во всех направлениях с учетом выбросов ЗВ источников планируемого строительства скважины РП-9.

Для оценки достаточности размера санитарно-защитной зоны предприятия проведены расчеты рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере по всем ингредиентам и группам суммаций, присутствующим в выбросах источников загрязнения атмосферы, при наихудших для рассеивания выбросов метеорологических условиях и максимально возможных выбросах от оборудования.

Выполненные расчеты рассеивания ЗВ в атмосфере показали, что влияние временных источников выбросов ЗВ площадки строительства скважины РП-9 носит локальный характер и практически ограничивается территорией существующего Полигона № 2.

Выбросы ЗВ в период строительства скважины РП-9 не создадут на границах ближайшего жилья и СЗЗ КНГКМ приземные концентрации, превышающие 1 $ПДК_{мр}$, установленные для населенных мест.

Граница расчетной СЗЗ Карачаганакского нефтегазоконденсатного месторождения нанесена на ситуационную карту-схему (рис. 4.2.5.1) и на карты изолиний приземных концентраций загрязняющих веществ (рис. 4.2.5.2-4.2.5.7, рисунки Приложения 23).

4.2.9. Выводы

Воздействие намечаемой деятельности оценивается с позиции соответствия законодательным и нормативным требованиям, предъявляемым к качеству воздуха. Загрязненность атмосферного воздуха химическими веществами может влиять на состояние здоровья населения, на животный и растительный мир прилегающей территории.

В качестве критерия для оценки уровня загрязнения атмосферного воздуха, до утверждения экологических нормативов качества (ЭНК), применялись значения максимально разовых предельно допустимых концентраций веществ в атмосферном воздухе для населенных мест ($ПДК_{мр}$) и ориентировочно безопасных уровней воздействия (ОБУВ). Значения $ПДК_{мр}$ и ОБУВ приняты на основании действующих гигиенических нормативов Республики Казахстан.

Ожидаемые максимальные приземные концентрации загрязняющих веществ от источников проектируемых работ на границе ближайшей жилой зоны, не превысят нормируемых критериев качества атмосферного воздуха и будут значительно ниже 1 доли $ПДК_{мр}$ (предельно-допустимых концентраций), установленных для населенных мест.

Оценка воздействия выбросов на атмосферный воздух проведена в рамках разработанного «Дополнения №3 к Проекту закачки промышленных сточных вод Карачаганакского НГКМ в глубокозалегающие водоносные горизонты в части корректировки проектных показателей» были рассмотрены только объекты, расположенные на Полигоне 2:

- Капитальный ремонт скважин (КРС), в процессе проведения которого планируется перфорация отдельных участков РП-6 и РП-7;
- В рамках КРС на скв. РП-6 и РП-7 проведение гидроразрыва пластов;
- Проведение КРС для перевода скважины 9835 из добывающего фонда в нагнетательный;

Строительство (бурение) 1-й нагнетательной скважины РП-9 и 1-й наблюдательной Г-9.

Представленные виды работ будут осуществляться в зависимости от результатов по закачке объемов после планируемых модернизаций на КПК. В качестве основного варианта по соблюдению требований по закачке рассматривается:

- Вариант 1 – КРС+ГРП скважин РП-6 и РП-7, в последующие годы по Дополнению №3 другие работы не предусматриваются.

В случае недостаточности приемистости выше обозначенных скважин, по Дополнению №3, рассматриваются два подварианта:

- Подвариант 2а – КРС+ГРП скважин РП-6 и РП-7, КРС скв. 9835, бурение наблюдательной скв.Г-9, в последующие годы кислотные обработки скв. 9835 и мониторинг скв. Г-9;
- Подвариант 2б – КРС+ГРП скважин РП-6 и РП-7, бурение нагнетательной скв. РП-9, бурение наблюдательной скв. Г-9, в последующие годы кислотные обработки скв. РП-9 и мониторинг скв. Г-9.

Для объектов, которые размещены или будут построены в зависимости от принятого варианта проведена на основании предварительных оценочных расчетов рассеивания выбросов, рассчитанных по данным «Дополнения №3 к Проекту закачки промышленных сточных вод Карачаганакского НГКМ в глубокозалегающие водоносные горизонты в части корректировки проектных показателей», с учетом использования имеющейся информации об источниках выбросов на аналогичных объектах.

Разработка проекта включает следующие основные виды воздействий на воздушный бассейн на всех этапах проектируемых работ на Полигоне №2:

- воздействие источников выбросов ЗВ во время проведения КРС на двух скважинах РП-6 и РП-7;
- воздействие источников выбросов ЗВ во время перевода скв. 9835 из ликвидированных в нагнетательные;
- воздействие источников выбросов ЗВ во время проведения операции гидроразрыва.
- воздействие источников выбросов ЗВ во время строительства скважин (СМР, бурение, испытания).

При планируемых работах независимо от выбранного варианта выбросы ЗВ от стационарных источников составят при:

- КРС скважины РП-6 (РП-7) – 39,8941 т/год;
- переводе скв. 9835 – 20,86762 т/год;
- ГРП на скважинах РП-6, РП-7 – 9,7867 т/год;
- бурении скважины РП-9 – 34,271451 т/год;
- бурении скважины Г-9 – 10,671483 т/год.

Всего при проведении каждого вида проектируемых работ ориентировочные нормативные выбросы составят:

Характеристика ЗВ	Ориентировочные выбросы загрязняющих веществ по вариантам											
	КРС РП-6 (7) без ГРП		РП-6 (7) с ГРП		Перевод скв. 9835		РП-9		Г9		ГРП	
	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год
Всего	*32,577*	*39,894*	*48,833*	*49,681*	*27,205*	*20,868*	*37,210*	*34,271*	*19,494*	*10,671*	*16,278*	*9,787*
Твердые:	*0,878*	*1,013*	*1,286*	*1,251*	*0,730*	*0,528*	*1,610*	*0,933*	*1,140*	*0,281*	*0,409*	*0,238*
Газообразные, жидкие	*31,700*	*38,881*	*47,547*	*48,430*	*26,475*	*20,340*	*35,600*	*33,338*	*18,354*	*10,390*	*15,869*	*9,549*

По возможным вариантам проведения работ по Дополнению №3 и в соответствии с авторским надзором ориентировочные нормативные выбросы составят:

Характеристика ЗВ	Ориентировочные выбросы загрязняющих веществ по вариантам					
	Вариант 1		Вариант 2а		Вариант 2б	
	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год
2023 г.						
Всего	48,8335	49,6807	48,8335	49,6807	48,8335	49,6807
Твердые:	*1,2865*	*1,2508*	*1,2865*	*1,2508*	*1,2865*	*1,2508*
Газообразные, жидкие	*47,5470*	*48,4299*	*47,5470*	*48,4299*	*47,5470*	*48,4299*
2024 г.						
Всего	48,8335	49,6807	48,8335	49,6807	48,8335	49,6807
Твердые:	*1,2865*	*1,2508*	*1,2865*	*1,2508*	*1,2865*	*1,2508*
Газообразные, жидкие	*47,5470*	*48,4299*	*47,5470*	*48,4299*	*47,5470*	*48,4299*
2025 г.						
Всего	0,00165	0,00285	42,2246	31,5419	51,2317	44,9458
Твердые:	-	-	*1,7230*	*0,8093*	*1,9747*	*1,2142*
Газообразные, жидкие	*0,0017*	*0,0029*	*40,5016*	*30,7327*	*49,2570*	*43,7316*

Характеристика ЗВ	Ориентировочные выбросы загрязняющих веществ по вариантам					
	Вариант 1		Вариант 2а		Вариант 2б	
	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год
2026 г.						
Всего	**48,8335**	**49,683564**	**48,8335**	**49,6841**	**48,8335**	**49,684134**
Твердые:	***1,2865***	***1,2508***	***1,2865***	***1,2508***	***1,2865***	***1,2508***
Газообразные, жидкие	***47,5470***	***48,43274***	***47,5470***	***48,4333***	***47,5470***	***48,433314***
2027 г.						
Всего	**0,00165**	**0,002851**	**0,0017**	**0,0034**	**0,00165**	**0,00342**
Твердые:	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
Газообразные, жидкие	***0,00165***	***0,00285***	***0,00165***	***0,00342***	***0,00165***	***0,00342***
В периоды 2028-2032 гг. и 2033-2037 гг. (1 раз в каждые 5 лет)						
Всего	**48,8335**	**49,6836**	**48,8335**	**49,684134**	**48,8335**	**49,6841**
Твердые:	***1,2865***	***1,2508***	***1,2865***	***1,2508***	***1,2865***	***1,2508***
Газообразные, жидкие	***47,5470***	***48,4327***	***47,5470***	***48,4333***	***47,5470***	***48,4333***
В остальные годы периодов 2028-2032 гг. и 2033-2037 гг.						
Всего	**0,00165**	**0,00285**	**0,00165**	**0,0034212**	**0,00165**	**0,00342**
Твердые:	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
Газообразные, жидкие	***0,00165***	***0,00285***	***0,00165***	***0,00342***	***0,00165***	***0,00342***

Объём выбросов от стационарных источников за весь период работ по Вариантам составит: по Варианту 1 около **99 тонн,** по Подварианту 2а около **131 тонны,** по Подварианту 2б около **144 тонн.**

Количество выбросов от передвижных источников составит при:

- КРС скважины РП-6 (РП-7) – 7,019 т/год;
- перевод скв. 9835 из ликвидированных в нагнетательные – 6,107 т/год;
- гидроразрыве на скважинах РП-6, РП-7, скв. 9835 – 2,944 т/год;
- бурении скважины РП-9 – 11,298 т/год;
- бурении скважины Г-9 – 1,055 т/год.

Суммарно на каждой из скважин РП-6 (ПР-7) с учетом ГРП от передвижных источников выбросы ЗВ в атмосферу составят 9,963 т/год.

Объём выбросов от передвижных источников за весь период работ по Вариантам составит: по Варианту 1 около **20 тонн**, по Подварианту 2а около **28 тонн**, по Подварианту 2б около **32 тонны**.

Количество выбросов ЗВ в атмосферу по годам от передвижных источников при проведении планируемых работ по вариантам по Дополнению №3 с учетом решений по авторскому надзора по двум Полигонам будет следующим:

Наименование загрязняющего вещества	Ориентировочные выбросы ЗВ в атмосферу от передвижных источников, т/год						
	2023г.	*2024г.*	*2025г.*	*2026г.*	*2027г.*	*2028-2032гг.*	*2033-2037гг.*
Вариант 1							
ВСЕГО:	**9,9630**	**9,9630**	**27,2602**	**37,2231**	**27,2602**	**157,9722**	**157,9722**
Твердые:	*0,5480*	*0,5480*	*2,1024*	*2,6504*	*2,1024*	*11,9630*	*11,9630*
Газообразные, жидкие:	*9,4150*	*9,4150*	*25,1578*	*34,5728*	*25,1578*	*146,0092*	*146,0092*
Вариант 2а							
ВСЕГО:	**9,9630**	**9,9630**	**35,6817**	**39,9589**	**29,9960**	**171,6514**	**171,6514**
Твердые:	*0,5480*	*0,5480*	*2,4873*	*2,8614*	*2,3134*	*13,0180*	*13,0180*
Газообразные, жидкие:	*9,4150*	*9,4150*	*33,1945*	*37,0976*	*27,6826*	*158,6334*	*158,6334*
Вариант 2б							
ВСЕГО:	**9,9630**	**9,9630**	**39,6132**	**39,9589**	**29,9960**	**171,6514**	**171,6514**
Твердые:	*0,5480*	*0,5480*	*2,7824*	*2,8614*	*2,3134*	*13,0180*	*13,0180*
Газообразные, жидкие:	*9,4150*	*9,4150*	*36,8308*	*37,0976*	*27,6826*	*158,6334*	*158,6334*

Планируемые работы носят кратковременный характер, будут проходить с разбивкой по годам и неодновременно даже в течении одного года.

При проведении КРС на скважинах РП-6 (РП-7) с использованием БУ J-20, работы проводятся расширенным набором передвижной техники. Выбросы загрязняющих веществ будут происходить от 21 стационарных источников, из них: 17 организованных и 4 неорганизованных.

При этом в атмосферу от стационарных источников поступают загрязняющие вещества 16-*ти* наименований 1-4 класса опасности, из них 6 веществ обладают при совместном присутствии эффектом суммации вредного действия и объединены в 5 групп суммации.

При переводе скв. 9835 из ликвидационных в нагнетательные с использованием БУ J-20, работы проводятся с тем же набором передвижной техники, что и при КРС. Выбросы загрязняющих веществ будут происходить от *20* стационарных источников, из них: *16 организованных и 4 неорганизованных*.

При переводе скв. 9835 из ликвидированных в нагнетательные в атмосферу от стационарных источников выбрасываются загрязняющие вещества 16-ти наименований 1-4 класса опасности, из них 6 веществ обладают при совместном присутствии эффектом суммации вредного действия и объединены в 5 групп суммации.

При проведении *операции гидроразрыва пласта*, в рамках КРС, будут дополнительные источники выбросов ЗВ: *7 стационарных организованных*.

При проведении гидроразрыва пласта в атмосферу от стационарных источников выбрасываются загрязняющие вещества 11-*ти* наименований 1-4 класса опасности, из них 4 веществ обладают при совместном присутствии эффектом суммации вредного действия и объединены в 3 групп суммации.

При бурении скважины *РП-9* ожидаются выбросы ЗВ от *31* стационарного источника выбросов, из них: *18 организованных* и *13 неорганизованных источников.*

При бурении скважины РП-9 в атмосферу от стационарных источников выбрасываются загрязняющие вещества 27-*ми* наименований 1-4 класса опасности, из них 6 веществ обладают при совместном присутствии эффектом суммации вредного действия и объединены в 5 групп суммации.

При бурении скважины *Г-9* ожидаются выбросы ЗВ от 23 стационарных источников выбросов, из них: *12 организованных* и *11 неорганизованных источников.*

При бурении скважины Г-9 в атмосферу от стационарных источников выбрасываются загрязняющие вещества 23-*х* наименований 1-4 класса опасности, из них 4 веществ обладают при совместном присутствии эффектом суммации вредного действия и объединены в 3 групп суммации.

В общем количестве выбросов при *бурении скважин, КРС и операции гидроразрыва пластов и переводе скв. 9835* более 90 % загрязняющих веществ, это: азота диоксид, оксид углерода, углеводороды предельные C_{12}-C_{19}, диоксид серы. Осредненная основная доля приходится на:

- азота диоксид – 38,0%;
- углерода оксид – 32,75%;
- углеводороды предельные C_{12}-C_{19} – 14,21%;
- серы диоксид – 6,5%.

Анализ результатов моделирования рассеивания ЗВ в атмосфере показал, что при рассмотрении наихудшего варианта (при проведении буровых работ) не окажут заметного

воздействия на качество атмосферного воздуха на границе СЗЗ и ближайших жилых зонах. Качество атмосферного воздуха будет соответствовать нормативным требованиям РК.

Все планируемые работы носят кратковременный характер. Основной вклад в значения приземных концентраций азота диоксида и суммации диоксидов серы и азота на границах ближайшей жилой зоны и СЗЗ вносят выбросы выхлопных труб дизельных двигателей буровой установки и ДВС спецтехники (передвижные источники). При этом зоны загрязнения (расстояние от источников выбросов до значения 1,0 ПДК$_{мр.}$) от выбросов азота диоксида и суммации диоксидов серы и азота площадки строительства скважины РП-9 составят 2100 м и 2200 м соответственно.

Понижению уровня загрязнения воздуха будут способствовать:

- исключительно высокая динамика атмосферы, являющаяся характерной особенностью климата описываемой территории, которая создает условия интенсивного турбулентного обмена и препятствует развитию застойных явлений;
- реализация предложенного комплекса мероприятий по охране атмосферного воздуха в сочетании с хорошей организацией производственного процесса и производственного контроля за состоянием окружающей среды.

Согласно методике оценки воздействия на окружающую среду в штатной ситуации, приведенной в Разделе 4.1, для оценки значимости воздействия на атмосферный воздух источников проектируемых работ приняты три параметра: интенсивность воздействия, временной и пространственный масштаб.

На основании полученных показателей предварительной комплексной (интегральной) оценки воздействия на качество атмосферного воздуха при реализации каждого из рассматриваемых Вариантов на Полигоне №2 месторождения Карачаганак по Дополнению №3 ожидаются воздействия:

Компоненты природной среды	Источник и вид воздействия	Пространственный масштаб	Временной масштаб	Интенсивность воздействия	Значимость воздействия в баллах	Категория значимости воздействия
Атмосферный воздух	Выбросы ЗВ при КРС	Локальное 1	Кратковременное 1	Слабое 2	2	**Низкая значимость**
	Выбросы ЗВ при гидроразрыве пласта	Локальное 1	Кратковременное 1	Слабое 2	2	**Низкая значимость**
	Выбросы ЗВ при переводе скв.9835	Локальное 1	Кратковременное 1	Слабое 2	2	**Низкая значимость**
	Выбросы ЗВ при строительстве *скв. РП-9, Г-9*	Локальное 1	Кратковременное 1	Слабое 2	2	**Низкая значимость**
	Результирующая значимость воздействия проектируемых работ				2	**Низкая значимость**

Согласно методике оценки воздействия на окружающую среду (Раздел 4.1), **воздействие низкой значимости** не вызывает негативные изменения в атмосферном воздухе. Природная среда сохраняет способность к самовосстановлению.

Учитывая временный характер проведения работ, расположение источников воздействия на атмосферный воздух на значительном расстоянии от жилых зон, локальный характер воздействия источников выбросов, а также принятый в проекте комплекс мероприятий, направленных на сокращение объемов выбросов и снижение их приземных концентраций, проведение планируемых работ не окажет заметного воздействия на качество атмосферного воздуха в ближайших населенных пунктах.

4.3. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПОВЕРХНОСТНЫЕ ВОДЫ

Через все месторождение Карачаганак протекает р. Березовка, левым притоком которой является б. Кончубай, которая в свою очередь имеет несколько притоков (Калминкова, Безымянная), балок, оврагов. Водоохранные полосы и водоохранные зоны названных водотоков составляют соответственно 35 и 500 м согласно Постановлению акимата Западно-Казахстанской области от 10 августа 2020 года № 188 «О внесении изменений в постановление акимата Западно-Казахстанской области от 24 февраля 2017 года № 52 «Об установлении водоохранных зон, полос и режима их хозяйственного использования Западно-Казахстанской области».

Образующиеся сточные воды на участках обоих полигонов (объемы пластовых вод, откачанные во время проведения разного рода работ – КРС, ГРП, откачанные объемы пластовых вод перед забором пластовых вод на химические анализы и т.д.) планируется собирать в герметичные емкости. Объем герметичных емкостей будет достаточен для сбора всего объема образующихся сточных вод, что позволит избежать перелива и растекания жидкостей по территории площадки. Эти объемы сточных вод будут вывозиться для очистки с последующей закачкой в глубокие горизонты. Собственно, закачка промстоков, образующихся на различных объектах КНГКМ, в подземные горизонты учтена в действующем ПДС предприятия.

Хозяйственно-бытовые сточные воды, образующиеся на проектируемых объектах, будут сдаваться по договору с подрядной организацией.

Принятые проектные решения по сбору сточных вод сводят до минимума возможность загрязнения ими подстилающей поверхности и прилегающей территории. Сброс производственных и хозяйственно-бытовых сточных вод в естественные водные объекты и на рельеф местности ***не планируется***.

Оценим потенциальную возможность загрязнения поверхностных вод района месторождения в результате эксплуатации полигонов закачки.

Полигон № 2, в частности его наиболее близко расположенная к реке нагнетательная скважина РП-6, расположена примерно в 2,5 км от б. Кончубай. Естественно, находясь на таком расстоянии, полигон не может оказывать воздействие на б. Кончубай (рис. 4.3.1).

Проектом предполагается при необходимости бурение новой нагнетательной скважины РП-9. Скважина удалена от балки Кончубай примерно на 3,0-3,5 км на запад, то есть скважина будет находиться далеко за пределами водоохранной полосы балки Кончубай и, естественно, никакие производственные мероприятия не окажут воздействие на воды балки.

Полигон №1 (нагнетательные скважины РП-1, РП-3) находится в пределах водоохраной зоны р. Березовки (скважина РП-3 на расстоянии примерно 200 м от р. Березовка, скв. РП-1 на расстоянии примерно 450-500 м от р. Березовка (рис. 4.3.1). Величина водоохранной зоны 500 м. Даже если предположить, что в районе полигона и будет происходить загрязнение подземных вод верхнего неоген-четвертичного горизонта, то преимущественно суглинистый, глинистый состав этих отложений не позволит дойти этим загрязнениям до поверхностных вод в течение 27 лет от скв. РП-3.

{200 м / (0,1 м/сут*0,2)} = 27 лет, где 0,1 коэффициент фильтрации первого от поверхности водоносного горизонта, 0,2 – пористость отложений. Произведение (0,1*0,2) – истинная скорость движения подземных вод.

Отметим, что водоохранная полоса р. Березовки и б. Кончубай составляет 35 м. Скважины Полигона №1 находятся за пределами водоохранной полосы этих водотоков.

Таким образом, Полигон № 1 не оказывает и не окажет в перспективе воздействие на поверхностные воды р. Березовка.

Строительство каких-либо новых объектов в водоохранных зонах обеих рек настоящим проектом не предусматривается.

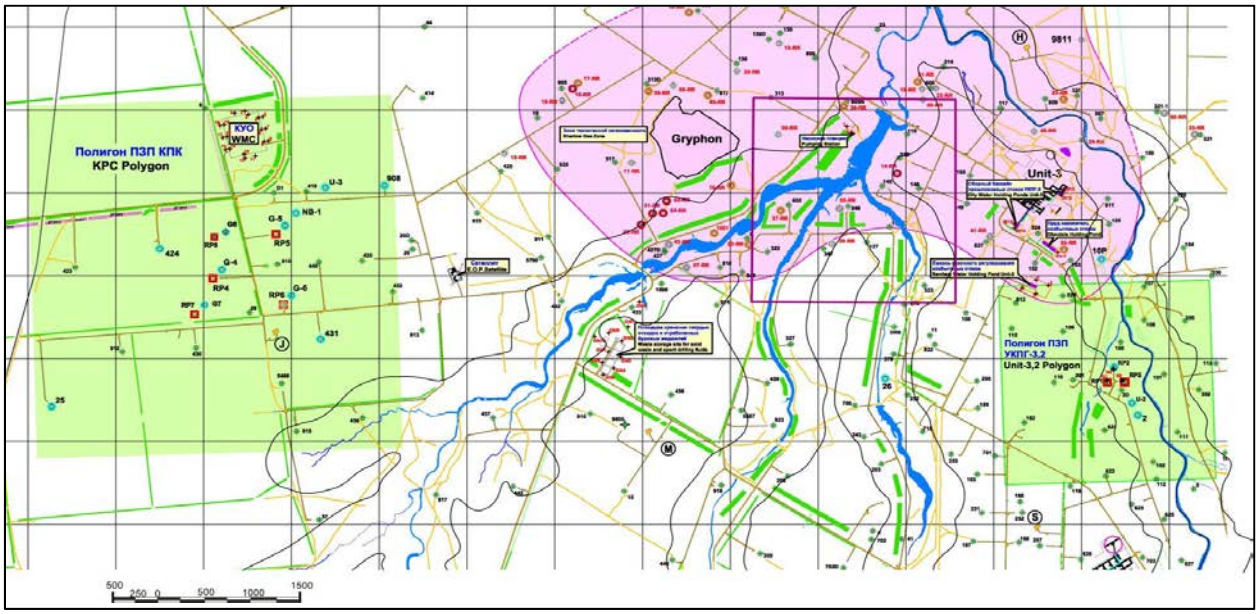


Рисунок 4.3.1. Ситуационный план района размещения Полигонов закачки промстоков и нагнетательных скважин с указанием их местоположения относительно водного объекта, с указанием водоохранной зоны (500 м)

4.4. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ГЕОЛОГИЧЕСКУЮ СРЕДУ

Для увеличения потенциала/приемистости нагнетательных скважин на Полигоне №2 Дополнением №3 к проекту закачки предусматривается дополнительная перфорация скважин РП-6, РП-7, гидроразрывы вновь проперфорированных интервалов в них, КРС скважины добывающего фонда с целью перевода ее в нагнетательный фонд и при необходимости – бурение новой нагнетательной скважины. Бурение скважин будет сопровождаться комплексом исследовательских работ (см. табл. в разделе 2.8). В новой нагнетательной скважине будут периодически проводиться кислотные обработки и плановые КРС. В мониторинговой скважине Г-9 дополнительно к остальным мониторинговым скважинам будут проводиться в рамках комплексного исследования замеры уровня, пластового давления, шаблонирование, компрессирование, отбор проб на химический анализ. С экологической точки зрения значимыми являются: КРС с гидроразрывом, бурение новых скважин, КРС глубокой нефтяной скважины с целью ее перевода в нагнетательный фонд. Остальные виды работ не представляют интереса с точки зрения их возможного влияния на экологическую составляющую участка Полигона №2.

4.4.1. КРС скважин (дополнительная перфорация скважин)

Основным назначением КРС в нашем случае является перфорация дополнительных интервалов с целью увеличения потенциала нагнетательных скважин. При перфорировании возможно возникновение трещин в около скважинном пространстве, протяженность которых может составить до 1-1,5 м. Однако под воздействием геостатического давления эти трещины вероятнее всего закроются. Может быть останутся остаточные нарушения сплошности прискважинных отложений, которые в масштабе глубин скважин будут незначительных размеров.

В критериях принятой оценки воздействие от дополнительной перфорации строительства скважин на геологическую среду выглядит следующим образом:

- Пространственный масштаб воздействия – ***точечный*** (1 балл);
- Временной масштаб воздействия – ***кратковременный*** (1 балл);
- Интенсивность воздействия – ***незначительная*** (1 балл);
- Значимость воздействия – ***низкая*** (1 балла).

Такое воздействие является ***несущественным*** согласно п.28 Инструкция по организации и проведению экологической оценки. (Приказ Министерства экологии, геологии и природных ресурсов РК от 30 июля 2021 г. № 280). Воздействие в силу его вероятности, частоты, продолжительности, сроков выполнения работ, пространственного охвата, места его осуществления, кумулятивного характера, не приведет к деградации экологических систем, истощению природных ресурсов, не приведет к нарушению экологических нормативов качества окружающей среды, не приведет к ухудшению условий проживания людей, не приведет к ухудшению состояния территории.

4.4.2. Строительство нагнетательной и наблюдательной скважин

Факторами воздействия при бурении скважин на геологическую среду являются:

- собственно бурение скважины;
- испытание скважины, то есть определение гидродинамических показателей пласта-коллектора.

Проходка скважины – это, по сути, «прокол» геологического разреза, при котором происходят изъятие некоторого объема пород в виде шлама, происходят прискважинные деформации, увеличение трещиноватости горных пород, их дробление, иногда обрушение, а также загрязнение прискважинной зоны компонентами бурового раствора.

При поглощении бурового раствора все эти реагенты могут попасть в заскважинную область. Примерно 1-10 % бурового раствора идет на поглощение. Исходя из этого, можно сказать, что суммарные потери раствора в зависимости от процента поглощения бурового раствора могут составить от 2 до 20 м^3 на скважину или до 0,008 м^3 на метр проходки скважины. Это порядка 5-10 г потерь на 1 м проходки. Учитывая то, что в основном все применяемые реагенты III-IV опасности, то загрязнение пород прискважинной области будет ***незначительным.***

В критериях принятой оценки воздействие строительства скважин на геологическую среду выглядит следующим образом:

- Пространственный масштаб воздействия – ***точечный*** (1 балл);
- Временной масштаб воздействия – ***временный*** (2 балла);
- Интенсивность воздействия – ***незначительная*** (1 балл);
- Значимость воздействия – ***низкая*** (2 балла).

Согласно п. 28 выше названного документа, воздействие на геологическую среду бурения скважины будет не существенным.

4.4.3. Воздействие гидроразрыва

Проектом рассматривается возможность улучшения приемистости нагнетательных скважин за счет проведения гидроразрыва в новых перфорированных интервалах с применением проппанта. При закачке в скважину рабочей жидкости с высокой скоростью на забое создается высокое давление, приводящее к формированию трещины. Как только

развитие трещины началось, в жидкость добавляется расклинивающий материал – проппант или песок, переносимый жидкостью в трещину. Далее прокачивают в скважину продавочную жидкость при максимальных давлениях. Сеть созданных трещин, удерживаемых проппантом, улучшает гидравлическую проводимость породы пласта и, как следствие, увеличивает приемистость нагнетательной скважины

Перед проведением гидроразрыва производится КРС скважины, в который входят следующие основные мероприятия: демонтаж фонтанной арматуры, установка противовыбросного оборудования, извлечение подвески НКТ и опрессовка ПВО., извлечение эксплуатационного оборудования, подъем заканчивающей компоновки, проработка скважины с целью доступа к интервалу старых перфорационных отверстий и подтверждения глубины искусственного забоя, чистка ствола скважины для записи дефектоскопии, каротаж обсадной колонны для определения ее технического состояния, установка средств герметизации скважины, операции по смене ПВО и оборудования устья скважины, извлечение средств герметизации скважины (штормового пакера и извлекаемой мостовой пробки). Все эти технические мероприятия кратковременны и не связаны с формированием сточных вод, которые могли бы попасть в геологическую среду/в подземные воды, а потому можно отметить, что они не являются факторами воздействия на геологическую среду/подземные воды.

Далее производится опрессовка колонны по ступеням давления и поиск места утечки. В случае обнаружения интервалов утечки в обсадной колонне, для их изоляции и, чтобы снизить риск разрыва колонны, может быть принято решение об установке дополнительной мостовой пробки. После опрессовки производится перфорация зоны стимулирования притока и далее проводится собственно ГРП (мини ГРП и основной ГРП). При этом должно быть обеспечено надежное крепление трубопроводной системы. Все трубы и соединения должны быть испытаны на герметичность перед началом работ, включая выпускную линию на амбар или обратно к процессу. Сервисная компания должна гарантировать наличие всего оборудования для нагнетания всех видов жидкостей, включая смеситель жидкостей для гидроразрыва, блок гидратации, кабину управления, бункеры для песка и резервуары для воды, а также обеспечить непрерывную, безопасную и эффективную работу.

Применение технологии закачки промстоков методом ГРП осуществляется как в открытом стволе скважины, так и в зоне перфорации обсаженных колонной скважинах, разрез которых может быть представлен породами различной проницаемости (аргеллиты, алевроолиты, сцементированные пески, глина).

Образование трещин лучше всего происходит в глинах, ибо вследствие фильтрации в песчанике трудно создать требуемый для гидроразрыва перепад давления. Одновременно, по этой же причине, залегающий над глиной песчаник создает барьер для развития вертикальных трещин в глинах, и они меняют направление на горизонтальные.

В нашем случае образование трещин при гидроразрыве должно быть только в рамках эксплуатируемого резервуара. То есть буферный горизонт не должен быть затронут гидроразрывом.

Опыт и исследования показывают, что успех операции по закачке в пласт отходов зависит от многих факторов. Прежде всего – это давление, скорость и продолжительность закачки, концентрация твердых частиц, их размер и вязкость жидкости. Направленность трещин, размер и форма зависит от напряжений в слоях горной породы, локальной литологостратиграфии и таких свойств, как проницаемость, уплотненность, трещиноватость и др. На глубинах 1000 – 3000 м, куда чаще всего закачивают отходы и промсточные воды, породы находятся под воздействием горного давления вышележащих пород. Величина давления гидроразрыва может быть близкой к горному давлению или же ниже.

Установлено, что направление трещин перпендикулярно прилагаемому напряжению, то есть почти вертикально. Трещины имеют азимутальную направленность. При достижении ими отложений проницаемого песчаника, трещины из вертикальных переходят в горизонтальные вследствие снижения давления при контакте с проницаемой породой и последующим формированием корки. При циклических операциях образуется семейство азимутально направленных трещин. Трещины могут контактировать между собой. Основная концепция заключается в том, что в циклических процессах большое количество отходов аккумулируется в малых трещинах около ствола скважины в так называемом домене, развивающегося как по вертикали, так и по горизонтали. Закачка отходов в домен производится со скоростью 0,5-1 м^3/мин. Геометрия домена управляема за счет выбора геологического разреза нагнетательной скважины и давления гидроразрыва. После сброса давления, по окончании процесса закачки, жидкость надежно закупоривается внутри домена без возможности проникновения в водоносные горизонты и выхода на поверхность.

Расчетным путем доказано, что при обеспечении радиальной трещины протяженностью (радиусом) примерно 250 м в заданном интервале и раскрытостью не менее 2,5 мм может быть увеличена усредняя проницаемость ПЗП до 1,28 Д (при естественной проницаемости пласта-коллектора равной в среднем 0,350 Д). Из опыта проведения гидроразрыва в аналогичных условиях ряда месторождений России, для выполнения ГРП может потребоваться создание давления на забое примерно 25 МПа (250 бар), а получение трещины указанных параметров осуществляется путем закачки примерно 470 м^3 рабочей жидкости. При данных параметрах, как правило, не нарушается целостность буферного горизонта. Таким образом, воздействие гидроразрыва может сказаться только на фильтрационных характеристиках пласта-коллектора в плане их улучшения (увеличения). При этом мало вероятно, что будут задеты буферный горизонт, и тем более неоген-четвертичный. По крайней мере, в перспективе опытным и расчетным путем можно будет доказать возможность эффективного гидроразрыва при условии не нарушения целостности буферного горизонта.

Как говорилось в Дополнении №2 к проекту закачки [45], КПО, имея намерения проведения закачки стоков с применением гидроразрыва пласта, обратилось в компанию Eni, с целью проведения на первом этапе модельных, а затем и полевых исследований по отработке технологии проведения гидроразрыва на Полигоне закачки №2. Копания Eni провела модельные исследования на предложенных/выбранных КПО перфорированных интервалах нагнетательных скважинах РП-4 и РП-5. Здесь приводятся результаты некоторых модельных решений по формированию трещин гидроразрыва.

Для моделирования был предложен перфорационный интервал скважины РП-4 – 1795-1805 м. В результате моделирования было выявлено, что высота трещин гидроразрыва – 35,6 м, длина – 77,8 м (рис. 4.4.3.1). Имитация гидроразрыва в скважине РП-5 (интервал перфорации 1689-1690 м) показал ширину трещины 34 м, длину 67 м (рис. 4.4.3.2).

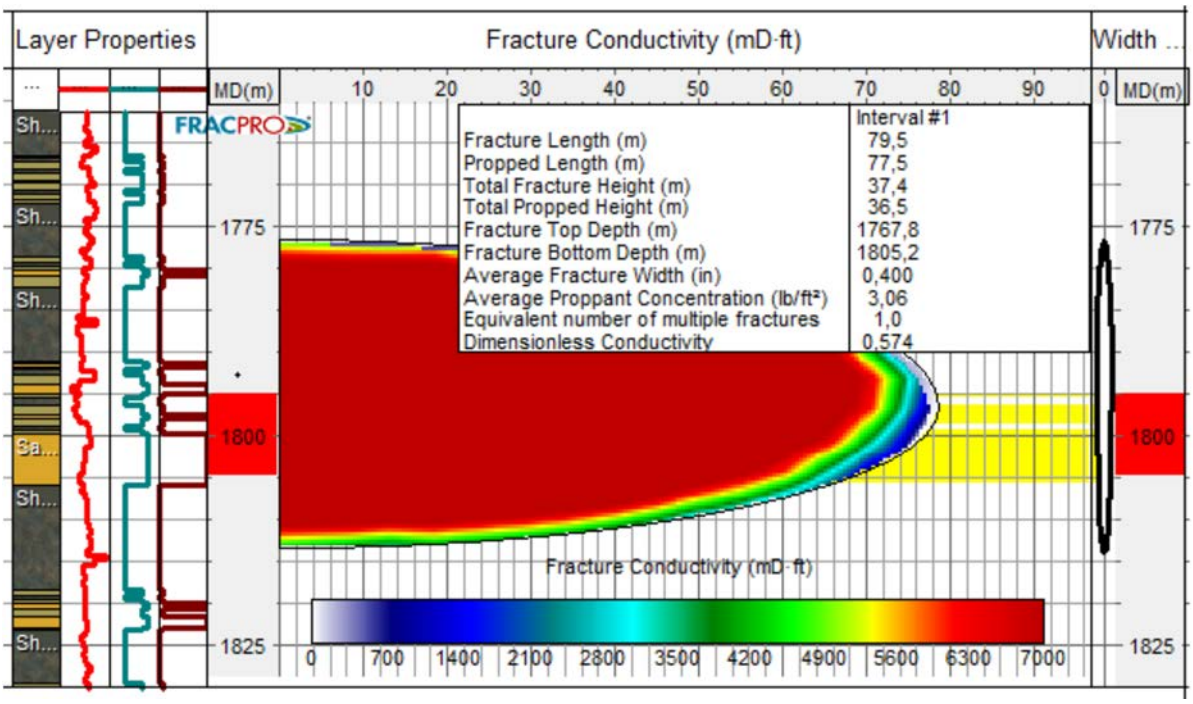


Рисунок 4.4.3.1. Имитация геометрии трещины в скважине РП-4
(интервал перфорации 1795-1805 м)

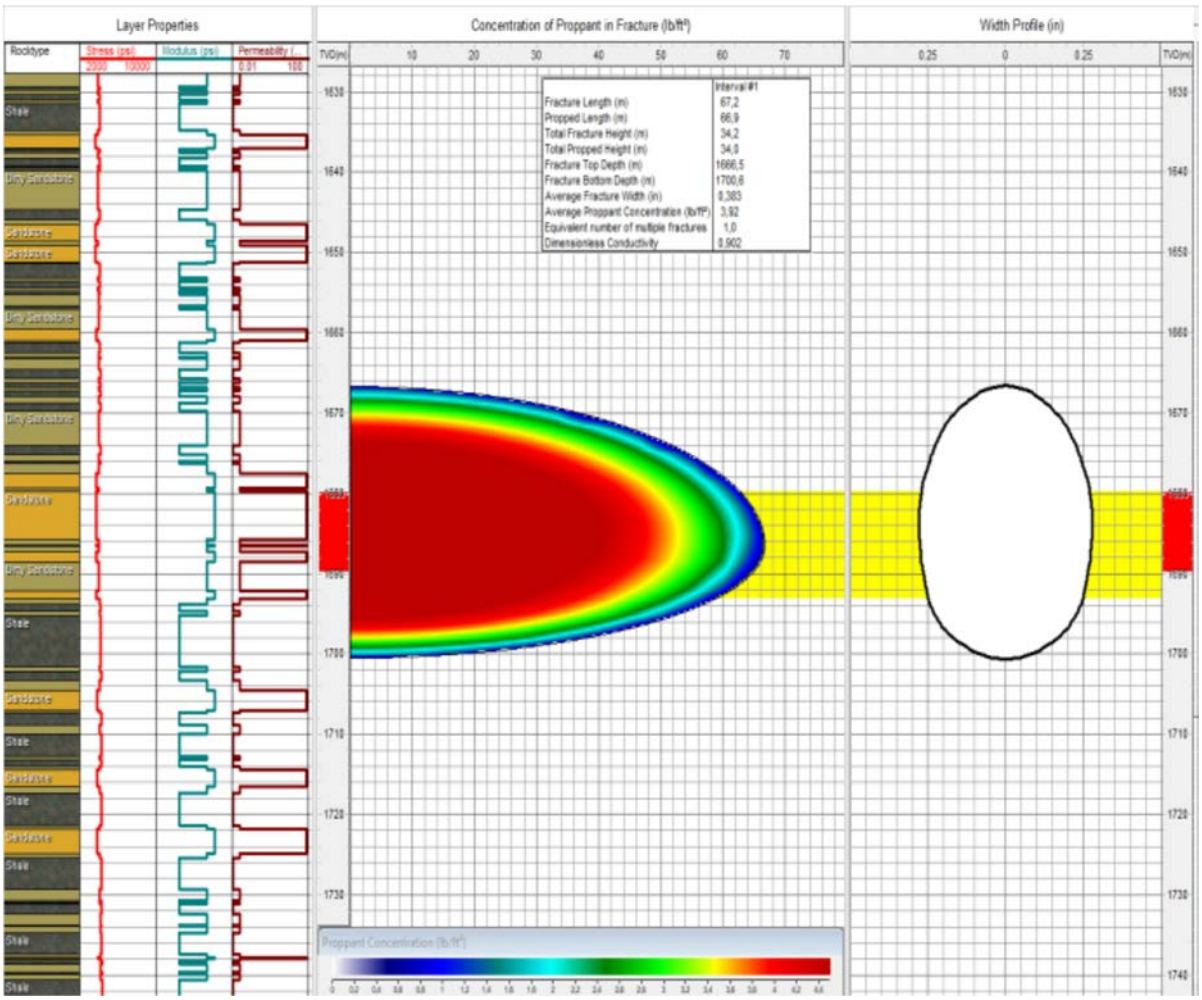


Рисунок 4.4.3.2. Имитация геометрии трещины в скважине РП-5
(интервал перфорации 1680-1690 м)

Исходя из модельных опытов можно отметить, что высота трещин не выходит за пределы резервуара III, что говорит об отсутствии влияния гидроразрыва на целостность не только буферного горизонта (резервуар I), но даже и на резервуар II. Таким образом сточные вод, закачанные в недра после гидроразрыва пласта не будут выведены в выше лежащие горизонты. Этому будет способствовать правильный режим проведения гидроразрыва, правильно подобранные жидкости разрыва и образования трещин, жидкости песконосители, продавочные жидкости, а также правильно подобранный проппант.

В критериях принятой оценки воздействие гидроразрыва на геологическую среду выглядит следующим образом:

- Пространственный масштаб воздействия – ***локальный*** (1 балл);
- Временной масштаб воздействия – ***кратковременный*** (1 балл);
- Интенсивность воздействия – ***слабая*** (2 балл);
- Значимость воздействия – ***низкая*** (2 балла).

Согласно п.28 Инструкции по организации и проведению экологической оценки, воздействие гидроразрыва на геологическую среду является не существенным.

4.4.4. Эксплуатация полигонов

В результате эксплуатации полигонов закачки промсточных вод будут происходить следующие изменения в геологической среде (табл. 4.4.4.1).

Таблица 4.4.4.1 Характеристика воздействия процессов глубинного захоронения сточных вод на геологическую среду

Основные процессы, сопровождающие закачку	Последствия процессов	Параметры, определяющие протекание процессов	Масштабы проявления
1	2	3	4
1. Изменение гидродинамического поля в пласте-коллекторе	Формирование вокруг поглощающей скважины купола репрессии	Коэффициенты проницаемости, гидропроводности и пьезопроводности, режимы и объемы закачки, граничные условия пласта	Изменение напоров пластовых вод в пластах-коллекторах в период закачки. После прекращения закачки обстановка восстановится
2. Заполнение пластов-коллекторов сточными водами	Вытеснение пластовых вод сточными водами из порового пространства, частичное смешение с ними	Поле напоров, удельная емкость (эффективная толщина и пористость)	Распространение сточных вод в пласте-коллекторе с учетом частичного смешивания (до 30 %) и фильтрационной неоднородности произойдет на площади в соответствии с расчетами
3. Изменения геостатического поля	Изменения пластового давления и распределения напряжений в геологической среде	Гидродинамическое поле, пластовое давление, физико-механические свойства пород	Практически не сказывается на распределении напряжений
4. Изменение водопроводящих свойств пластов	Изменение фильтрационных характеристик пласта со временем	Проницаемость, водопроводимость	Прискважинные области
5. Изменения геотермического поля	Формирование вокруг поглощающих скважин областей охлаждения пласта-коллектора	Режим закачки, температура сточных вод, теплоемкость и теплопроводность пород	Формирование областей охлаждения пласта против интервалов поглощения на площади 200-300 м^2. Восстанавливается после прекращения закачки, используется как контрольный метод
6. Активизация физико-химических	Кольматация прискважинной области и, как следствие,	Проницаемость, водопроводимость	Прискважинная область

Основные процессы, сопровождающие закачку	Последствия процессов	Параметры, определяющие протекание процессов	Масштабы проявления
1	2	3	4
процессов пластовых вод	снижение проницаемости, что вызывает рост устьевых и пластовых давлений. Или повышение проницаемости за счет расширения пор при нагнетании		

Подземные воды в контексте данной работы являются основной составляющей геологической среды и рассматриваются в данной работе, как самостоятельный объект воздействия, а потому первые две позиции выше приведенной таблицы, как элемент воздействия на геологическую среду, будут рассмотрены в разделе 4.5 «Воздействие закачки на подземные воды».

Для функционирования поглощающих скважин необходимо создание определенной репрессии на пласт, зависящей от гидродинамических параметров и приемистости скважины. За время эксплуатации она будет расти как за счет увеличения зоны влияния, так и из-за кольматации пласта.

Повышение давления, как показывает прогноз на основе математического моделирования, происходит на значительной площади, практически на всей площади распространения водоносного горизонта. Принимая среднее значение пьезопроводности $5 \cdot 10^5$ м^2/сут. и срок эксплуатации полигона 30 лет (10^4 сут.), площадь влияния, на которой может произойти увеличение пластового давления, определяется размерами всей Карачаганакской мульды. Однако, как показывают результаты моделирования рост пластовых давлений ощутим лишь в области нагнетания и составляет 102 бара на обоих полигонах. На удалении нескольких сот метров и более рост пластовых давлений практически не отмечается.

Закачка сточных вод, имеющих температуру ниже пластовой (20-22 ºС – температура сточной воды, 35-40 ºС температура пластовой воды), вызывает кратковременное охлаждение недр.

При нагнетании стоков в пласт формируются гидрогеохимические системы: «сточные воды - пластовая вода», «сточные воды - пластовая вода - порода», «сточные воды - порода», в которых протекают физико-химические процессы между жидкой и твердой фазами (растворение и выщелачивание, окислительно-восстановительные реакции, катионный обмен, сорбция, десорбция, деятельность бактерий в анаэробных условиях, набухание). Все это ведет к изменению фильтрационно-емкостных свойств пород: растворение и выщелачивание способствуют их улучшению, осадкообразование - ухудшению, влияние ионного обмена зависит от состава сточных вод, пластовой воды и поглощенных катионов породы.

Основными источниками кольматации являются:

- механические примеси, присутствующие в сточных водах, а также образующиеся в результате нестабильности поступления СВ в пласт;
- твердые и жидкие продукты взаимодействия системы «сточные воды – пластовая вода – порода», кольматация пород газами, органическими жидкостями;
- набухаемость.

Условием полного отсутствия кольматации является химическая и физико-химическая совместимость СВ с пластовой средой.

При отсутствии совместимости продукты разнообразных реакций могут накапливаться и приводить к полной кольматации порового пространства пласта-коллектора. Последствия кольматации наиболее быстро проявляются в призабойной зоне пласта, причем радиус влияния зависит от ряда факторов: скорости и объема поступающих СВ, объема продуктов, выделяющихся в твердой фазе, кинетики их выделения, пористости и т.д.

Процессы взаимодействия закачиваемых СВ с пластом-коллектором зависят от термобарических условий в пласте, литологической характеристики, минералогического состава, фильтрационно-емкостных свойств, состава обменных катионов и величины емкости поглощения породы, слагающей пласт.

Для последовательного заполнения пор пласта предпочтительно равномерное распространение сточных вод по всему сечению поверхности фильтрации. Одним из условий, способствующих этому, является наличие в СВ минимального количества взвесей (для пористых сред не более 20-30 мг/дм^3) при размере частиц в 4-6 раз меньше размера пор.

Согласно литературным данным, размеры пор в продуктивных горизонтах составляют 10-60 мкм, трещин в трещиноватых породах 0,2-0,3 см. Для беспрепятственного заполнения пластов сточными водами размеры частиц взвесей не должны превышать 1,6 мкм. При величине частиц 1,6-10 мкм фильтрация будет сопровождаться частичной потерей приемистости, при более крупных частицах возможно образование кольматирующего слоя. Этому способствует также гелеобразная природа частиц взвеси, приводящая к их слипанию в более крупные конгломераты в зонах замедленного движения сточных вод. Последнее относится к нестабильным компонентам сточных вод (железо и другие тяжелые металлы), которые в зависимости от условий в пласте могут осаждаться в виде комплексных соединений.

Наличие плавающей и эмульгированной нефти и конденсата в СВ, накопление их на поверхности фильтрации и в пористой среде происходит во всех случаях, когда размеры их частиц и глобул близки размерам пор и трещин коллектора.

В пластовых условиях система «пластовая вода-порода» находится в состоянии химического равновесия. В процессе закачки сточных вод при существенной разнице в концентрациях компонентов СВ и пластовой воды происходит смещение равновесия между твердой и жидкой фазами с возможным химическим взаимодействием между ними.

При этом наибольшим изменениям подвержены глинистые и карбонатные породы, наименьшим - песчаные разности.

При pH<7 происходит частичное вымывание алюмосиликатов глинистых минералов и растворение карбонатов и сульфатов. Наличие в СВ свободной щелочи (pH>8) ведет к переотложению химических образований в системе «вода-порода». В обоих случаях в породе, формирующей ловушку, могут возникать зоны фильтрации, отличные от первоначальной. В связи с этим наиболее приемлемым для закачки считается нейтральный характер стоков с pH, равным 7-8.

Уменьшение минерализации подземной воды под влиянием более пресных сточных вод может вызвать увеличение набухаемости глинистых минералов, снижение фильтрационных свойств. Это характерно для пород, содержащих большое количество глинистых образований при низких концентрациях двухвалентных катионов (Ca^{2+}, Mg^{2+}) в закачиваемых сточных водах, что характерно для нашего случая.

Вода с низкой минерализацией не вызывает набухания и, соответственно, не уменьшает проницаемость пласта.

Загипсованность нефтеносных пород известна на многих месторождениях. Пластовые воды содержат ионы SO_4^{2-} и Ca^{2+} в количестве, обеспечивающем их равновесие с гипсом. Закачка посторонних, прежде всего пресных, вод нарушает это равновесие, а при недостатке одного из ионов происходит растворение гипса, вода обогащается SO_4^{2-} и Ca^{2+}. Возможность насыщения закачиваемых вод сульфатами за счет пластовых пород детально изучена. При обычной кратности промывки 3-5 вода будет полностью насыщена сульфатами, даже при очень небольшом (менее 0,1 %) содержании гипса в породе (В.П. Зверев, 1967).

Карбонатные породы, являющиеся коллекторами для многих залежей нефти и газа, растворяются в воде, содержащей CO. При этом в воде повышаются концентрации HCO_3, Ca^{2+} Mg^{2+}. Разгазирование воды и повышение величины pH приводит к выпадению в осадок карбонатов кальция, магния (и стронция), при этом концентрация соответствующих ионов в воде снижается.

На некоторых месторождениях происходит интенсивное выщелачивание из пород коллекторов кремнезема, который после снижения температуры и давления может образовывать осадки SiO_2.

Опытно-методические лабораторные и промысловые эксперименты (А.Ф. Соколов, А.В. Дахнов, Т.В. Левшенко 2000) показали, что вмещающие породы пласта-коллектора обладают хорошими сорбционными свойствами. Чем выше содержание глинистых образований, тем выше общая поглощающая способность породы. Наличие органических составляющих в составе закачиваемых СВ (нефтепродукты, диэтиленгликоль, метанол) повышает способность породы к поглощению.

При их закачке в глубокий горизонт в пласте-приемнике искусственно создаются условия, свойственные поверхностной зоне гипергенеза: изменяется температура, pH воды, окислительно-восстановительные свойства, привносятся растворенные газы (из них наиболее значимые O_2 CO_2, H_2S). Все это стимулирует развитие процессов, свойственных зоне гипергенеза: выщелачивание пород, катионный обмен, окисление минералов и углеводородов и др.

Одним из следствий закачки сточных вод является взаимодействие сульфатов вод с органическими компонентами, в результате чего происходят восстановление сульфатов до сероводорода и окисление углеводородов до диоксида углерода по реакциям

$$CaSO, +CH_4, = CaCO_3 + H_2O + H_2S;$$

$$7CaSO_4, + C_9H_{20} - 7CaCO_3 + 2CO_2 + 3H_2O + 7H_2S.$$

При этом легкие парафиновые углеводороды окисляются до диоксида углерода и воды, тяжелые, начиная с $C_{10}H_{22}$, превращаются в полинафтены. Во всех случаях происходит потеря легких фракций нефти, удаление сульфатов из воды, обогащение жидкой фазы сероводородом и углекислым газом, которые снижают ее pH.

Восстановление сульфатов до сероводорода происходит биогенным путем в результате жизнедеятельности сульфатвосстанавливающих бактерий в анаэробных условиях. Большинство природных вод, а также техногенные, до температуры стерилизации (800 °C) в изобилии содержат бактерии. При возникновении благоприятных условий они становятся активными (Н.М. Петухова, 1995). В связи с этим СВ перед закачкой следует проверять на присутствие в них ионов сульфидов (тестовое определение). Образование ионов сульфидов из имеющихся в СВ сульфатов в результате сульфатредукции может привести к локальному развитию процессов биокоррозии. Скорость коррозии составляет 0,6 мм /год.

Факторами, влияющими на процесс сульфатредукции, являются температура ниже 80 °С и низкая минерализация закачиваемых вод. Более высокие температуры и высокая минерализация вод (более 100 г/дм^3) подавляют жизнедеятельность сульфатвосстанавливающих бактерий.

Сероводородное заражение пласта – одно из основных последствий процесса сульфатредукции; сероводород – индикатор его протекания. Сероводород реагирует с металлом труб, соединяясь с растворенным в воде железом. Образующийся сульфид железа кольматирует призабойную зону.

Как показывают результаты опытно-фильтрационных работ, может иметь место нарастание объема нагнетания при постоянном давлении или при его падании, то есть может происходить рост приемистости скважины, что может быть обусловлено деформацией пласта в виде разуплотнения, при котором увеличивается приемистость. Может возникать и обратная картина. Результаты обработки опытно-фильтрационных работ методом типовых кривых (Отчет о результатах детальных работ 2005-2007 гг. [83] могут показывать на увеличение скин-эффекта от ступени к ступени нагнетания. Причиной роста скин-эффекта может являться закупоривание прискважинной области, то есть ухудшение проницаемости, снижении водопроводимости.

По результатам эксплуатационных закачек стоков в РП-4 и РП-5, в которые осуществляется закачка стоков в объеме 100-700 м^3/сут, отмечается по истечение 1,5-2,0 месяцев рост устьевого давления до 170-200 бар. Это связано с кольматацией призабойной зоны. Использование кислотной промывки практически восстанавливает исходные фильтрационные свойства пласта-коллектора, и давления закачки после кислотной промывки практически восстанавливаются до исходного уровня [46].

Из всего выше сказанного можно сделать следующий вывод. В геологической среде происходят изменения: термобарические, изменение водопроводимости, активизация физико-химических процессов.

В критериях принятой оценки эти изменения выглядят следующим образом:

- Пространственный масштаб воздействия – ***локальный*** (1 балла);
- Временной масштаб воздействия – ***многолетний*** (4 баллов);
- Интенсивность воздействия – ***слабая*** (2 балла);
- Интегральная оценка – воздействие ***низкое*** (8 баллов).

4.5. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПОДЗЕМНЫЕ ВОДЫ

Полигон №1 эксплуатируется с 1982 г., а Полигон №2 – с 2003 г. Оба полигона внесли определенный вклад в изменение состояния подземных вод в результате закачки промсточных вод на протяжении достаточно большого периода времени. Ниже будут рассмотрены результаты воздействия эксплуатации полигонов на подземные воды по состоянию на конец 2021 г. по результатам мониторинговых работ. Начиная с 2023 г. намечается увеличение объемов закачки промсточных вод Полигона №2. Методом математического моделирования осуществлен прогноз воздействия закачки на подземные воды участка Полигона №2 в течение прогнозного периода 2023-2037 гг.

Что касается Полигона №1, то в данной работе дается характеристика воздействия закачки на участке этого полигона по состоянию на конец 2021 г. Результаты оценки воздействия эксплуатации Полигона №1 до 2037 г. приводятся в ОВОС к Дополнению №2 проекта закачки (2019 г.) [45].

4.5.1. Оценка воздействия закачки промсточных вод на обоих полигонах на подземные воды этапа эксплуатации до 2021 г. по результатам мониторинговых наблюдений

Наблюдения за состоянием подземных вод на участках полигонов захоронения промышленных стоков ведется сначала реализации Проекта закачки промстоков в глубокие горизонты [107], в котором была предложена схема наблюдательной сети обоих полигонов. В дальнейшем были разработаны программы ведения мониторинга подземных вод на участках полигонов закачки, которые каждые пять лет разрабатываются и согласовываются с МД «Запказнедра», при этом без внесения значительных изменений [93-95]. Отличия были в основном в количестве наблюдательных скважин, число которых увеличивалось. Увеличение количества наблюдательных скважин было связано с введением старых, выведенных из эксплуатации добывающих скважин, и переоборудованных под наблюдательные. Последняя программа «Программа мониторинга состояния подземных вод на участках полигонов подземного захоронения промстоков, зоны техногенной загазованности и площадной сети скважин по мониторингу грунтовых вод на КНГКМ и прилегающих территориях на 2021-2025 гг.» [96] была разработана в 2020 г. Методика проведения режимных работ от программы к программе практически не менялась. По результатам мониторинговых работ специалистами КПО ежегодно составляются Информационные отчеты [51-61].

Мониторинговыми исследованиями оценивается изменение следующих гидрогеологических параметров водоносных пластов:

- статический уровень столба жидкости в скважинах;
- пластовые давления, пластовые температуры;
- химический состав проб воды с устья скважины;
- химический состав проб воды отобранной из интервала установки фильтра или перфорированного интервала.

Следует отметить, что с четвертого квартала 2017 года и по настоящее время эти услуги предоставляются ТОО ИПЦ «Gidromet Ltd» (Аттестат аккредитации №KZ.T.09.0661 от 23 января 2020 года действителен до 23 января 2025 года) (Книга 2, Приложение 17).

Лабораторные исследования включают:

- полный химический анализ воды (плотность, pH, Na^+, K^+, Ca^{2+}, Mg^{2+}, B^{3+}, Cl^-, F^-, SO_4^{2-}, HCO_3^-, CO_3^{2-}, Fe (общее), общая минерализация);
- определение содержания сероводорода в воде;
- определение количественного содержания нефтепродуктов и их компонентного состава;
- определение количественного содержания метанола;
- определение микрокомпонентов: Li, Cu, Zn, Sr, Mn, Pb, Ag и Cd.

Стандартные методы лабораторных исследований подземных вод приведены в Книге 2, Приложении 22.

Во исполнение постановления НТС «Запказнедра» (Протокол №88/2013 от 19/09/2013 г.) продолжается осуществление внутреннего контроля качества, однако, в 2021 году внешний контроль правильности результатов определений состава сточных и подземных вод не был выполнен в связи с ограничениями из-за пандемии коронавируса.

Внутренний контроль качества выполнялся лабораторией в соответствии с СТ РК ISO/IEC 17025-2018.

Методика проведения мониторинговых работ приведена в Разделе 8.

4.5.1.1. Полигон №2

4.5.1.1.1. Изменение гидродинамических характеристик, температуры водоносных горизонтов под воздействием нагнетания промстоков

Мониторинговая сеть Полигона №2 состоит из 15 наблюдательных скважин, по которым ведется мониторинг состояния подземных вод, эксплуатируемых и вышележащих водоносных горизонтов (рис. 2.5.1.2. Раздел 2.5).

Основными динамическими показателями состояния подземных вод при проведении мониторинга являются: уровень подземной воды, величина пластового давления и температура.

Для анализа состояния подземных вод в районе полигона закачки использована информация, приведенная в Ежегодных информационных отчетах по наблюдению за подземными водами в районе полигона закачки [50-61].

График 4.5.1.1 и демонстрируют подъем уровня с 2010 г. и до настоящего времени до 24-25 м по наблюдательным скважинам, вскрывающим Резервуар III. По скважинам 425 и 29, вскрывающим резервный горизонт II, также отмечается рост установившихся уровней на 10 и 20 м соответственно. В скважине НБ-1, вскрывшей буферный резервуар I, и в скважине Ю-3, вскрывшей юрский горизонт, подъема уровней не отмечается, что говорит об отсутствии гидродинамического влияния закачки на эти горизонты.

Серия рисунков под номером 4.5.1.2-4.5.1.7 демонстрирует изменение приведенных давлений в нагнетаемых резервуарах III и II, в буферном резервуаре I и в юрском горизонте. На рис. 4.5.1.2 показаны пластовые давления всех наблюдательных глубоких скважин. Поскольку водоносные горизонты находятся в разных гидродинамических условиях пластовые давления характеризуются различной величиной и различной реакцией на нагнетание.

Изменяя цену деления шкалы Y для серии скважин, отслеживающих тот или иной горизонт, представилась возможность видеть динамику изменения приведенных давлений по каждому отслеживаемому горизонту (рис. 4.5.1.2 -4.5.1.7).

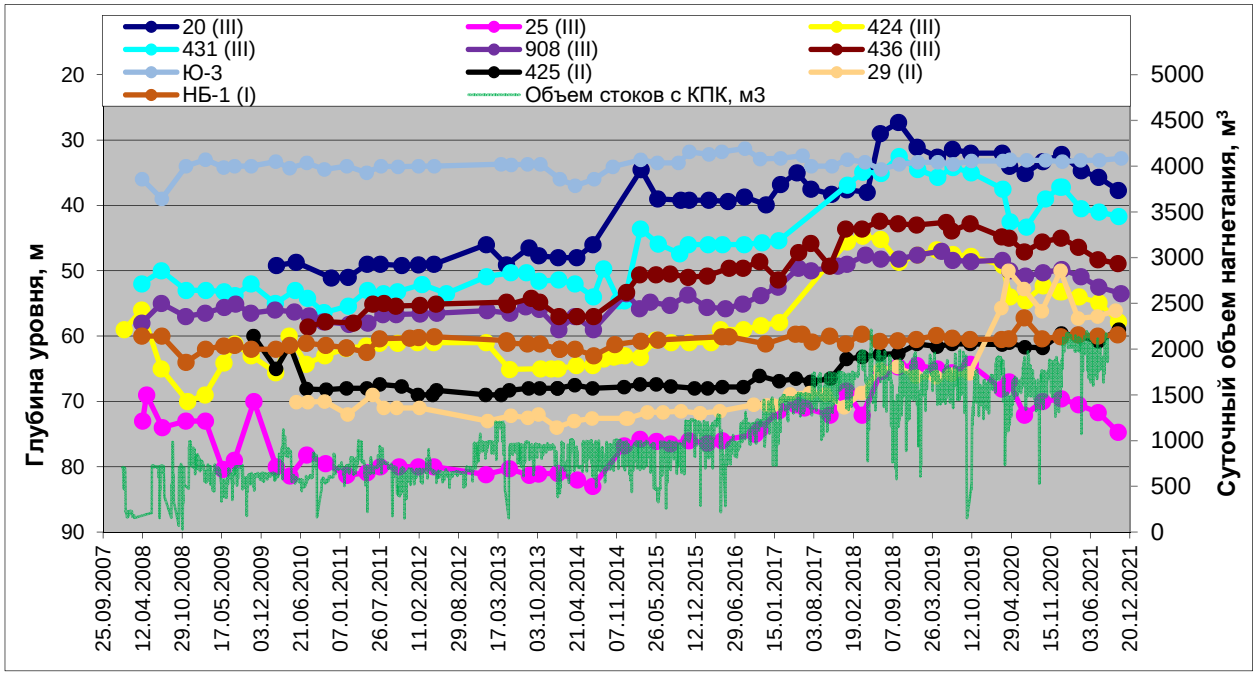


Рисунок 4.5.1.1. Сопоставление установившихся уровней в наблюдательных скважинах и фактического объема закачки

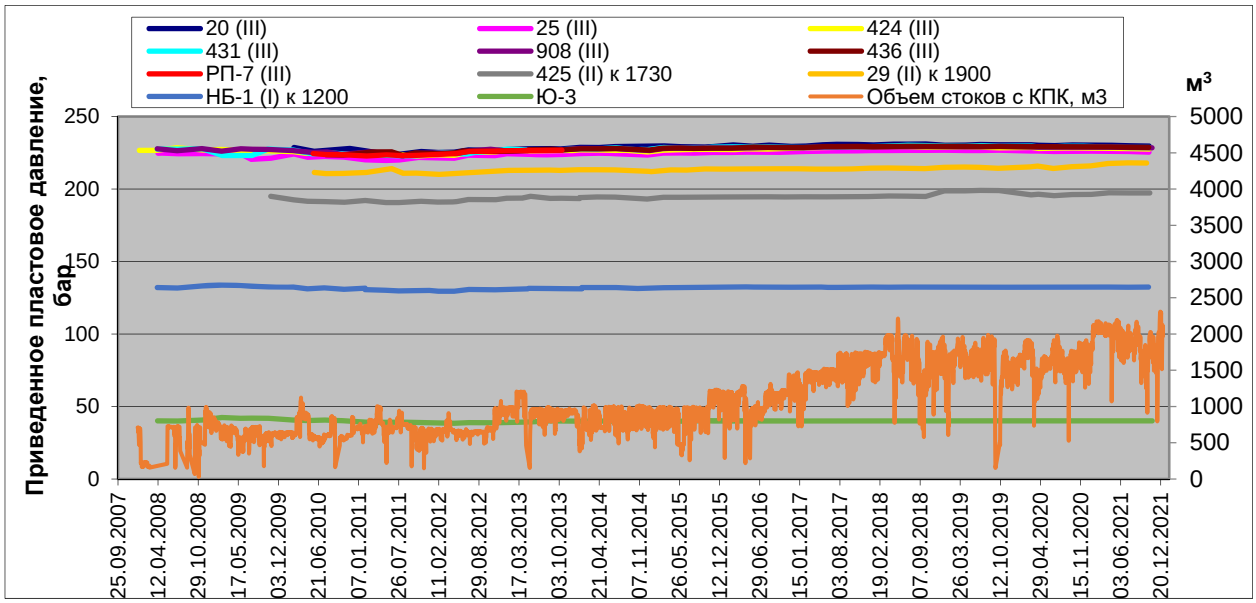


Рисунок 4.5.1.2. Сопоставление величин пластовых приведенных давлений по наблюдательным скважинам, отслеживающим различные водоносные горизонты

Рост пластовых давлений в наблюдательных скважинах резервуара III (рис. 4.5.1.2-б) по состоянию на сегодняшний день (начиная с 2015 г. рост не более 2-3 бар) значительно ниже допустимой величины роста пластовых давлений (100 бар), что говорит о высоком энергетическом потенциале глубоких горизонтов и возможности принятия пластами значительных дополнительных объемов промсточных вод.

Рост пластовых давлений особенно заметен начиная с 2017 года, когда начался интенсивный рост объемов стоков с 800-1000 м^3 до 1500-2245 м^3 в 2021 г. («Провалы» приведенных пластовых давлений, которые наблюдаются на всех рис. 4.5.1.2-4.5.1.7 в период 2010-2012 гг. и в конце 2014 г. обусловлены ошибками замеров, которые впоследствии были ликвидированы путем замены измерительного оборудования (манометров), обеспечена правильность замера глубин с использованием канатной техники).

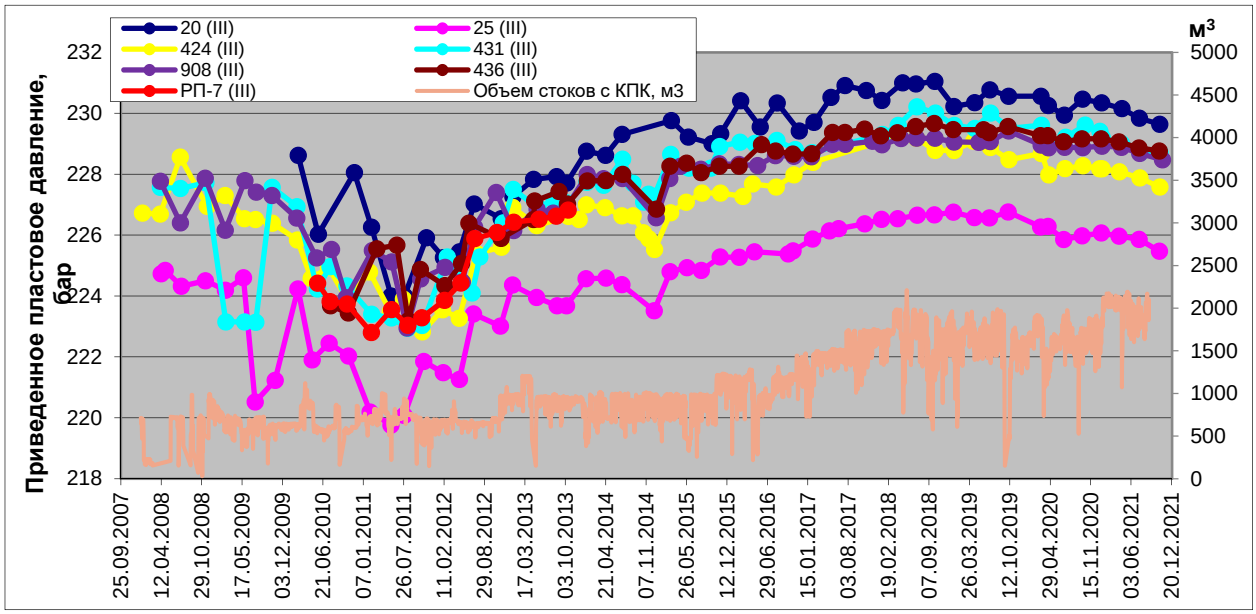


Рисунок 4.5.1.3. Пластовое давление, приведенное к а.о. (-2000) м в наблюдательных скважинах Полигона №2, вскрывших Резервуар III

Графики 4.5.1.4 и 4.5.1.5 показывают изменение пластовых давлений в наблюдательных скважинах на резервный горизонт II (скважины 425, 29). Если до начала 2015 г. отмечались какие-то ошибки замеров, то начиная с 2017 г., когда началась закачка в резервуар II через скважину РП-8, в скважине 29, расположенной практически в центре нагнетания, наблюдался незначительный рост пластового давления, которое уже в 2020-2021 гг. значительно возросло (начиная с 2015 г. и до настоящего времени примерно на 4,5 бар), поскольку началось нагнетание в этот резервуар и через скважины РП-4 и РП-5.

В наблюдательной скважине 425 (рис. 4.5.1.5), удаленной от области нагнетания примерно на 1000 м от нагнетательных скважин РП-5 и РП-6, тоже отмечается постепенный рост пластовых давлений примерно на 2-3 бара, начиная с 2015 г.

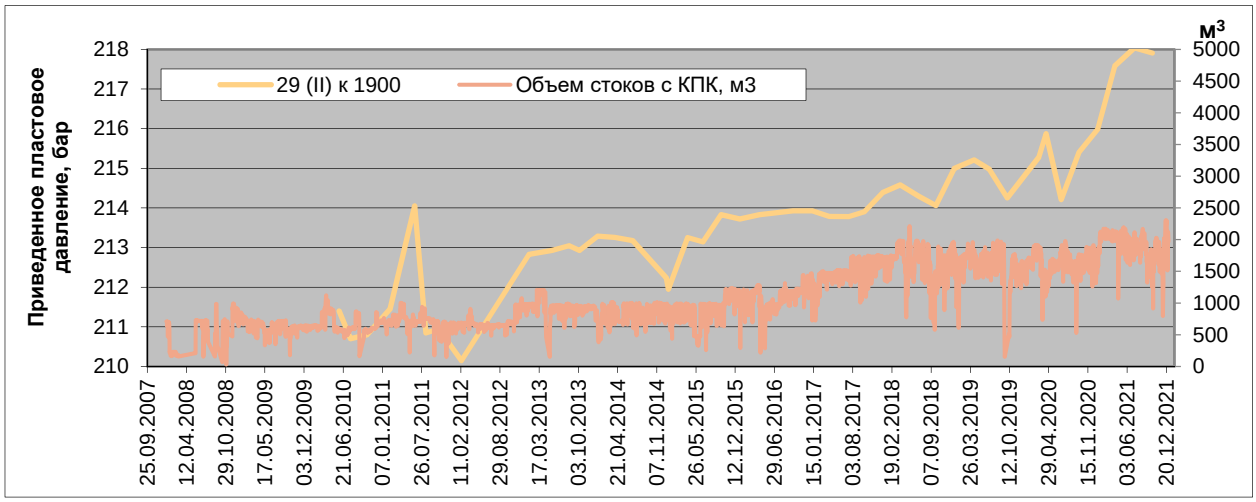


Рисунок 4.5.1.4. Приведенное к а.о. (-1900) м пластовое давление по скважине 29, вскрывшей резервный Резервуар II

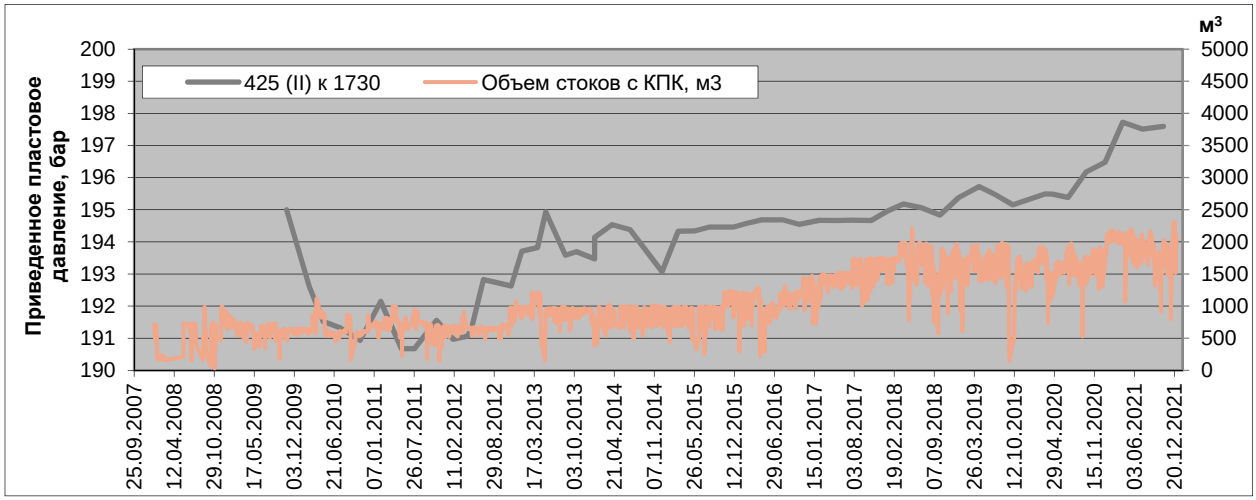


Рисунок 4.5.1.5. Приведенное к а.о. (-1730) м пластовое давление по скважине 425, вскрывшей резервный Резервуар II

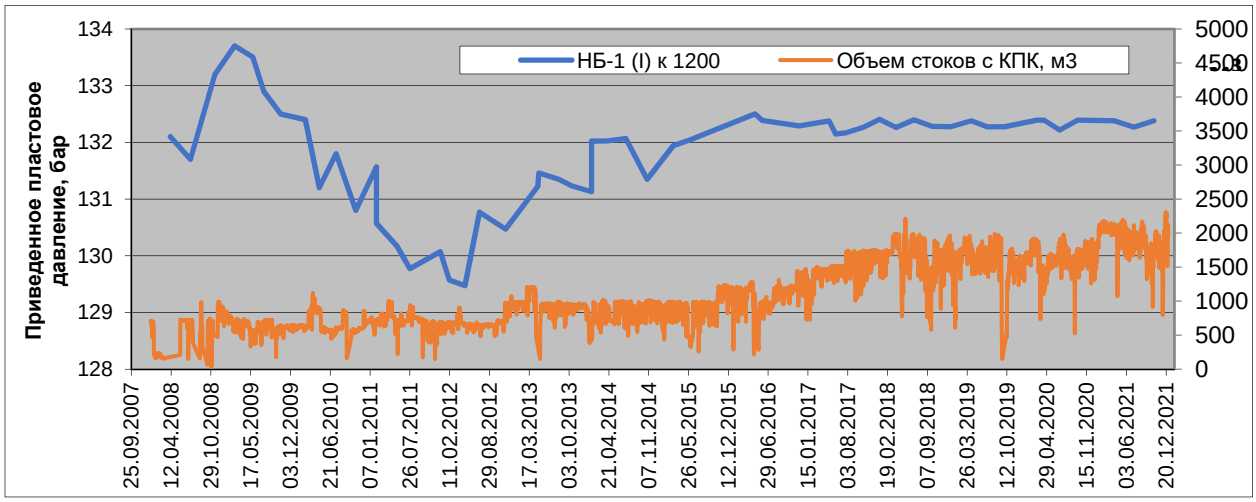


Рисунок 4.5.1.6. Приведенное к а.о. (-1200) м пластовое давление по скважине НБ-1, вскрывшей буферный Резервуар I

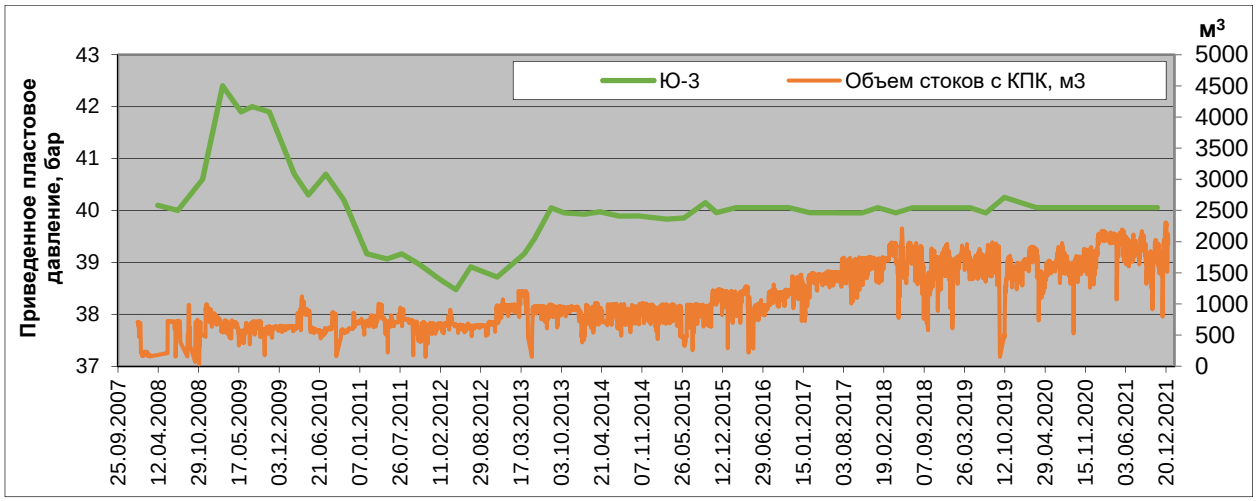


Рисунок 4.5.1.7. Пластовое давление по скважине Ю-3, вскрывшей юрский горизонт

Стоит отметить, что замеры уровня, пластового давления и температуры ведутся и в вышележащих горизонтах (рис. 4.5.1.6, 4.5.1.7), в которых формирование уровней и напоров происходит в самостоятельных гидродинамических системах, отличных от условий формирования таковых в триасовом водоносном комплексе (Резервуары III и II). Пластовое давление в скважине НБ-1, начиная с 2015 г. и по настоящее время, остается постоянным.

В наблюдательной скважине Ю-3, оборудованной на юрский горизонт, за годы наблюдений глубина уровня воды устанавливалась в пределах от 31,3 до 39,0 м (рис. 4.5.1.1), пластовое давление в пределах 38,5-42 бар (4.5.1.7) и температура в пределах 11,8-12,2 °С (тогда как в триасовых резервуарах уровень подземных вод устанавливается на глубинах 50-70 м, пластовые давления на уровне 220-231 бар, пластовые температуры составляют 36-41°С). Такое соотношение установившихся уровней подземных вод в юрских и триасовых отложениях говорит об отсутствии перетекания подземных вод из пермско-триасового горизонта через вышележащую толщу в юрский горизонт, который залегает имеет отличные от нижележащих горизонтов триаса источники формирования уровенного, температурного и динамического режима [60, 80].

На участке Полигона №2 кроме основных водоносных горизонтов триасовых отложений (основной горизонт – резервуар III, резервный горизонт – Резервуар II), буферного (Резервуар I) и юрского горизонта, наблюдения ведутся и за верхним неоген-четвертичным горизонтом. На рис. 4.5.1.8 приведена динамика изменения установившихся уровней подземных вод верхнего водоносного горизонта в период с 2008 по 2021 гг. Уровни грунтовых вод определяются исключительно сезонностью года. В скважинах Г-4, Г-5, Г-6, Г-7 и Г-8 пьезометрические уровни вод в 2021 году отмечались на глубинах 10,2-18,4 м, что в среднем на 40 метров выше установившихся уровней ниже залегающих напорных горизонтов (рис. 4.5.1.1), что свидетельствует об отсутствии гидродинамической взаимосвязи с этими горизонтами.

Температура в наблюдательных скважинах верхнего горизонта колеблется в пределах 7,7-8,9 °С и давление в пределах 5,7-11,8 бар [61].

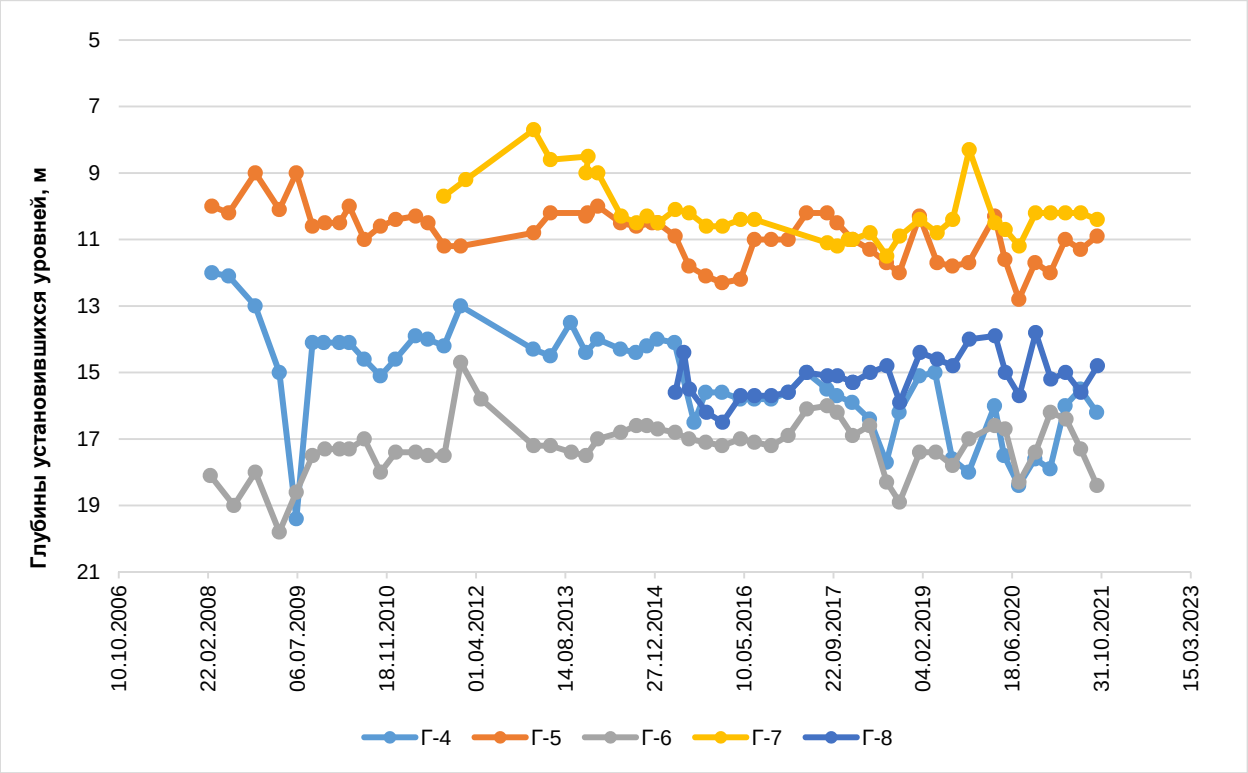


Рисунок 4.5.1.8. Глубины установившихся уровней подземных вод неоген-четвертичного горизонта

На рис. 4.5.1.9 приведен график температур, приведенных к а.о. (-2000) м. По всем скважинам, кроме 25, пластовая температура приведенная к (-2000) м а.о., получена расчетным способом с использвоанием градиента температур. По скважине 25 приведены фактические замеры температуры на отметке (-2000 м а.о). График можно разделить на два участка. Температура на глубине (-2000 м а.о.) в районе Полигона №2 за период наблюдений с 2013-2021 гг. колеблется от 37,8 до 40,2 ºС (разница температур составляет менее 3,0 ºС). Для первого участка (с 2008 по 2013 год) характерно хаотическое распределение приведенных температур от времени для каждой скважины. Этот период характеризовался наличием ошибок в замерах. И уже с середины 2013 г. и до начала 2019 г. графики характеризуются относительно горизонтальным распределением величин приведенных температур. Эта стабильность характеризует, с одной стороны, правильность замеров глубин и температур, с другой – выдержанность графиков свидетельствует о том, что холодные сточные воды, закачиваемые в глубокие горизонты в современных объемах

на расстояниях расположения наблюдательных скважин, не изменяют температуры подземных вод.

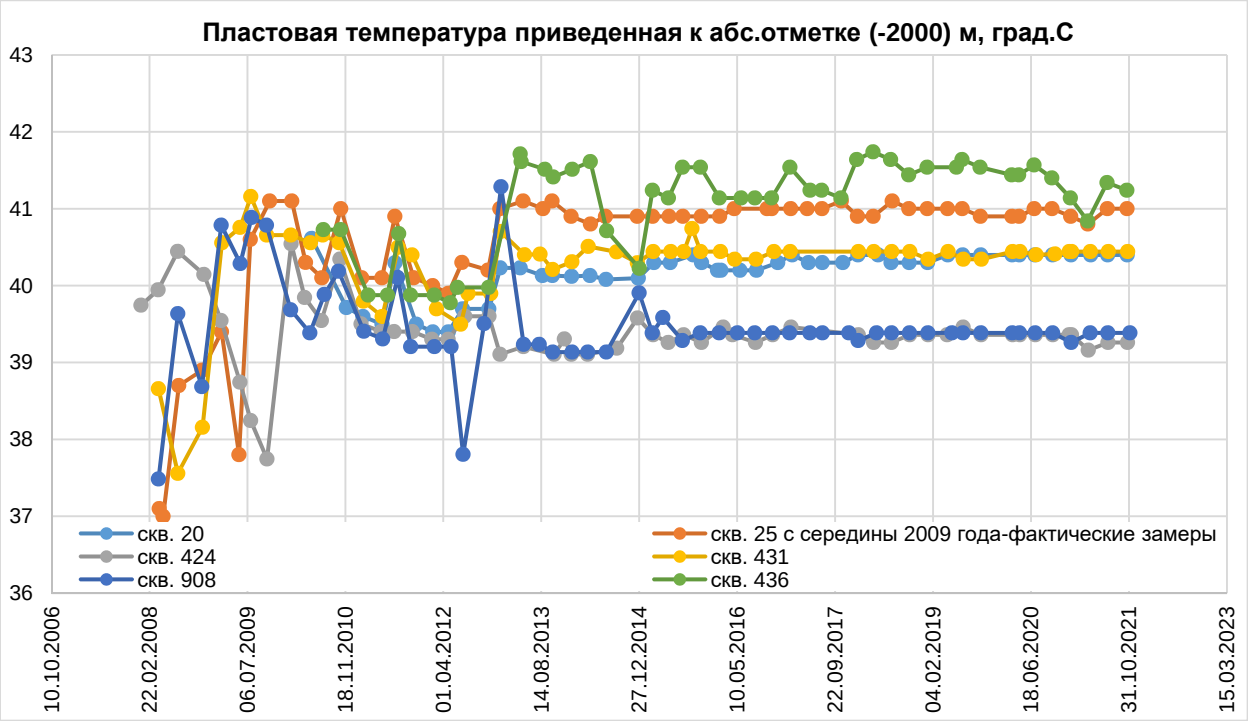


Рисунок 4.5.1.9. Изменение приведенной к а.о. (-2000 м) температуры

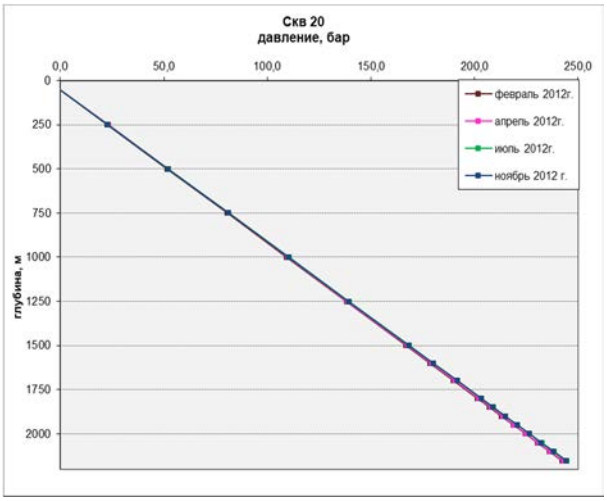
Начиная с 2008 г., в скважинах от забоя и практически до устья, через определенные интервалы ведутся поинтервальные наблюдения за пластовыми давлениями и температурой в наблюдательных скважинах. Пара глубинных манометров опускается на уровень нижних интервалов перфорации где производится замер забойного давления и температуры, а затем вверх по стволу скважины в интервале поглощающего горизонта замеры производятся через каждые 50 м. В вышележащих горизонтах замер производился с интервалом 100 метров и далее через 150-500 м. Замеры производятся четыре раза в год в соответствии с утвержденной Программой. Начиная с 2013 г. первоначальный замер пластового давления и температуры производится на уровне верхних интервалов перфорации, затем, в зависимости от глубины скважины, от 1 до 6 замеров через каждые 50 метров выше по стволу. Далее в большинстве скважин замеры снимаются через 250 м. Всего в скважинах фиксируются от 4 до 14 замеров. Ниже для примера приведены графики изменения температур и давлений и их градиенты по стволу наблюдательной скважины №20 за 2012 и 2020 год (рис. 4.5.1.10, 4.5.1.11). По остальным наблюдательным скважинам кривые изменения градиента температуры и давления с глубиной однотипны и приведены в Книге 2, Приложение 29.

Замер давления на уровне перфорированного интервала есть величина пластового давления на данной отметке. Выше перфорированного интервала замер давления определяется лишь весом выше находящегося столба жидкости и не отражает пластовое давление выше залегающих горизонтов. Характер графиков градиентов давления по всем наблюдательным скважинам полигона примерно один и тот же – градиент давления практически не меняется до интервалов перфорации поглощающего горизонта и находится в пределах 0,113-0,117 бар/м по замерам 2012-2021 гг. Для интервалов верхней части перфорации характерен резкий излом графика, что происходит по причине изменения естественного

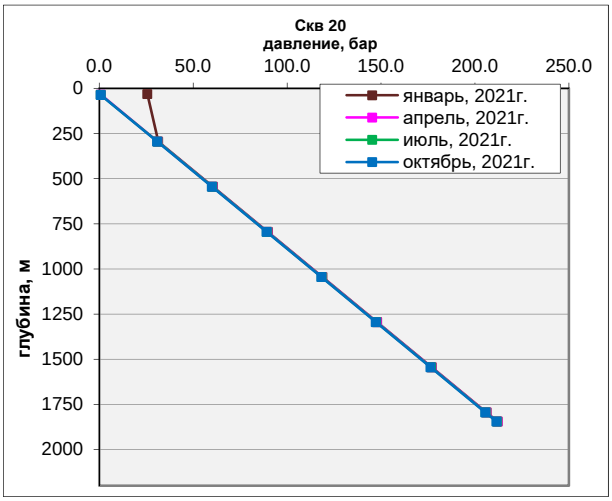
пластового давления за счет передачи давления от нагнетательных скважин. Градиент давления на уровне перфорированных интервалов изменяется от 0,114 до 0,123 бар/м.

Скорость продвижения сточных вод по пласту примерно 50 м/год (промсточные воды дошли до скважины РП-7 к 2013 г.). Полигон №2 эксплуатируется с 2003 г., то есть порядка 10 лет до момента перевода скважины в нагнетательный фонд. Расстояние от области нагнетания (скважина РП-4) до скважины РП-7 – порядка 500 м. То есть скорость продвижения сточных вод по водоносному горизонту составляет порядка 50 м/год.). При такой скорости движения сточные воды по пути продвижения до наблюдательных скважин приобретают температуру пласта, поэтому, характер температурных кривых соответствует естественному фону распределения температур в пластах.

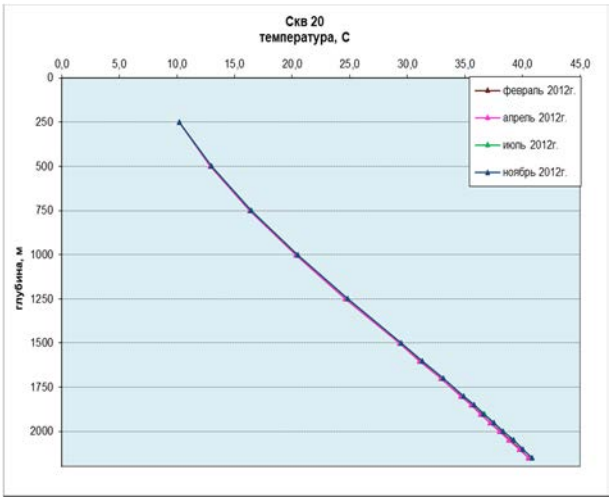
Как известно, с глубиной температура пород увеличивается. Изменение градиента температуры с глубиной свидетельствует о различной теплопроводности отдельных интервалов, а, следовательно, и условия теплообмена отдельных интервалов толщи, что, в свою очередь, обусловлено различными литологическими особенностями геолого-гидрогеологического разреза. Графики градиентов температуры состоят из двух участков и имеют характерную однотипную форму – резкий рост градиента до подошвы экрана В (примерно до 1,8-1,9 град/100 м), затем до некоторой глубины градиент приобретает относительно постоянное значение или отмечается снижение темпа роста градиента.



2012 г.



2021 г.



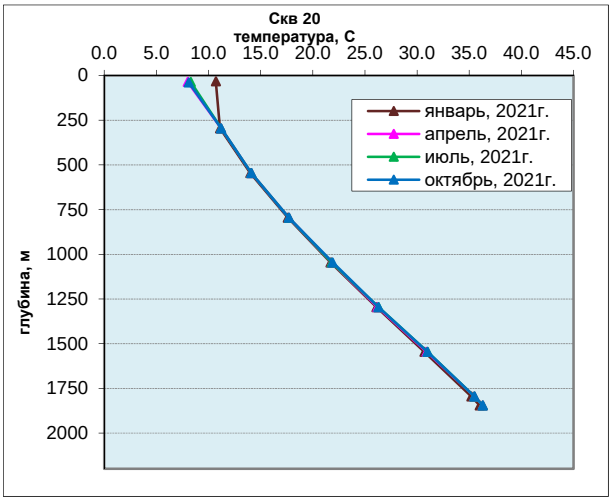
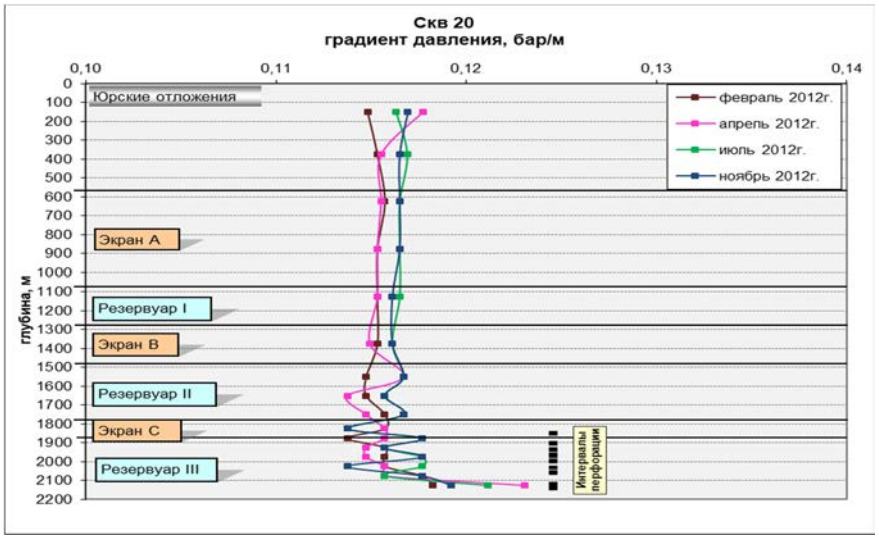
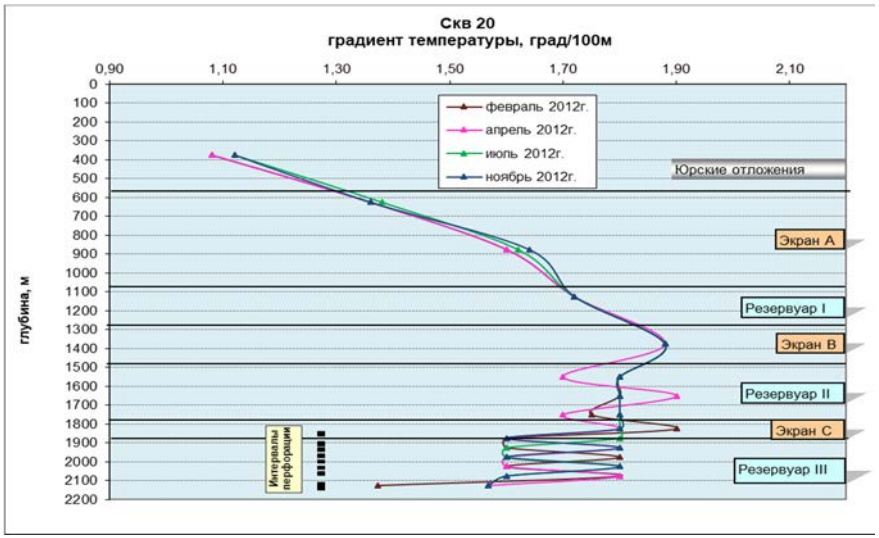


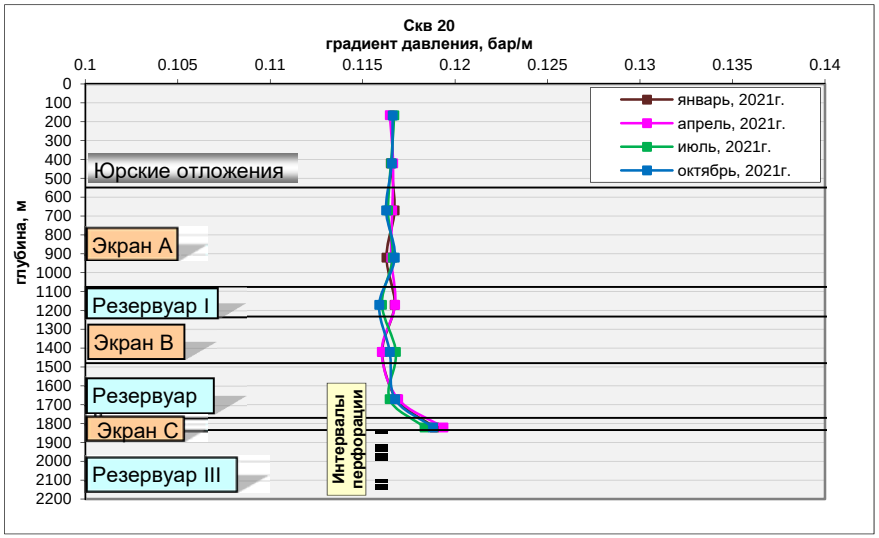
Рисунок 4.5.1.10. Изменение пластового давления и пластовой температуры с глубиной по наблюдательной скважине 20 в 2012 и 2021 году

2012 г.





2021 г.



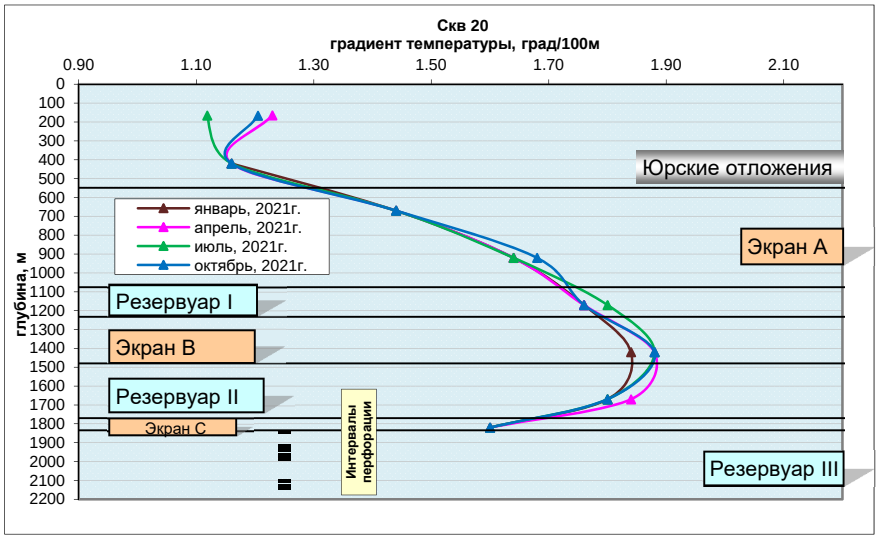


Рисунок 4.5.1.11. Изменение градиентов давления и температуры с глубиной по наблюдательной скважине 20 в 2012 и 2021 году

4.5.1.1.2. Характеристика химического состава подземных вод в условиях эксплуатации Полигона №2

Наблюдения за состоянием качества подземных вод, как уже было сказано, ведется по наблюдательным скважинам в соответствии с утвержденной программой. Результаты этих наблюдений приведены на рис. 4.5.1.12. Незначительные колебания минерализации от времени во всех скважинах объясняются тем, что каждый раз в водопритоке воды в скважину участвуют различные водоносные пропластки в пределах интервалов перфорации. Кроме того, наблюдаемое увеличение минерализации по всем скважинам, начиная с третьего квартала 2017 года, связаны со сменой лаборатории (об этом говорилось в предыдущем разделе), а потому тренды увеличения минерализации практически по всем скважинам, являются трендами «ложными».

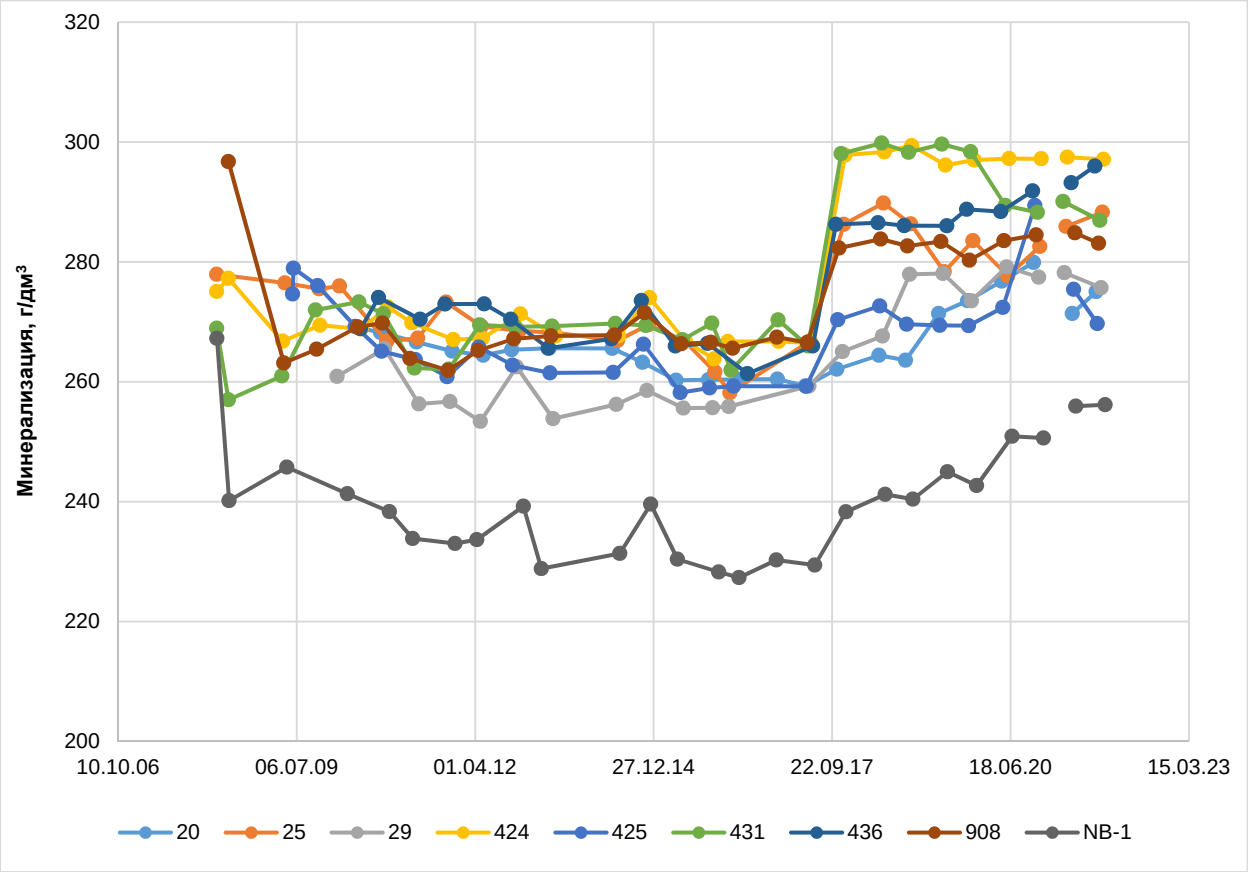


Рисунок 4.5.1.12. Изменение минерализации подземных вод по данным опробования триасового водоносного горизонта (устьевые пробы, Полигон №2)

Минерализация сточных вод на начальном этапе эксплуатации полигона составляла 3,0-20,0 г/дм^3. Со временем минерализации сточных вод за счет их хлоридизации стала увеличиваться и в настоящее время достигла порядка 110 г/дм^3. Минерализации подземных вод триасового горизонта на Полигоне №2 составляет 250-300 г/дм^3.

В таблице 4.5.1.1 для сравнения приведены средние величины естественных компонентов подземных вод и этих же компонентов в сточной воде. Все отслеживаемые компоненты в подземных водах выше компонентов сточных вод, кроме сероводорода.

Таблица 4.5.1.1 Средние величины естественных компонентов подземных вод и отслеживаемых компонентов стоков

Наименование показателя	Среднее содержание компонента за 2021 год, мг/дм^3	
	В *стоках* в точке отбора проб перед закачкой на Полигон №2	В пробах *воды наблюдательных скважин на триасовый горизонт*
Сульфиды, S^{2-}, мг/дм^3	161,00	Не определялись
Сульфаты, SO_4^{2-}, мг/дм^3	570,00	900
Хлориды, Cl^-, мг/дм^3	65999,00	174853
Сероводород, H_2S, мг/дм^3	21,30	Ниже предела обнаружения
Железо общее, Fe, мг/дм^3	0,56	5,30
Медь, Cu, мг/дм^3	0,0088	0,0118
Алюминий, Al, мг/дм^3	0,0687	Не определялся
Цинк, Zn, мг/дм^3	0,0262	0,0296

Снижение минерализации в мониторинговых скважинах является индикатором достижения стоков данной скважины. Еще в 2011-2013 гг. было зафиксировано снижение минерализации подземных вод в наблюдательной скважине РП-7 (в те годы она имела статус наблюдательной скважины) (рис. 4.5.1.13) примерно на 20-23 г/дм^3, что свидетельствовало о достижении сточными водами этой скважины [73, 74].

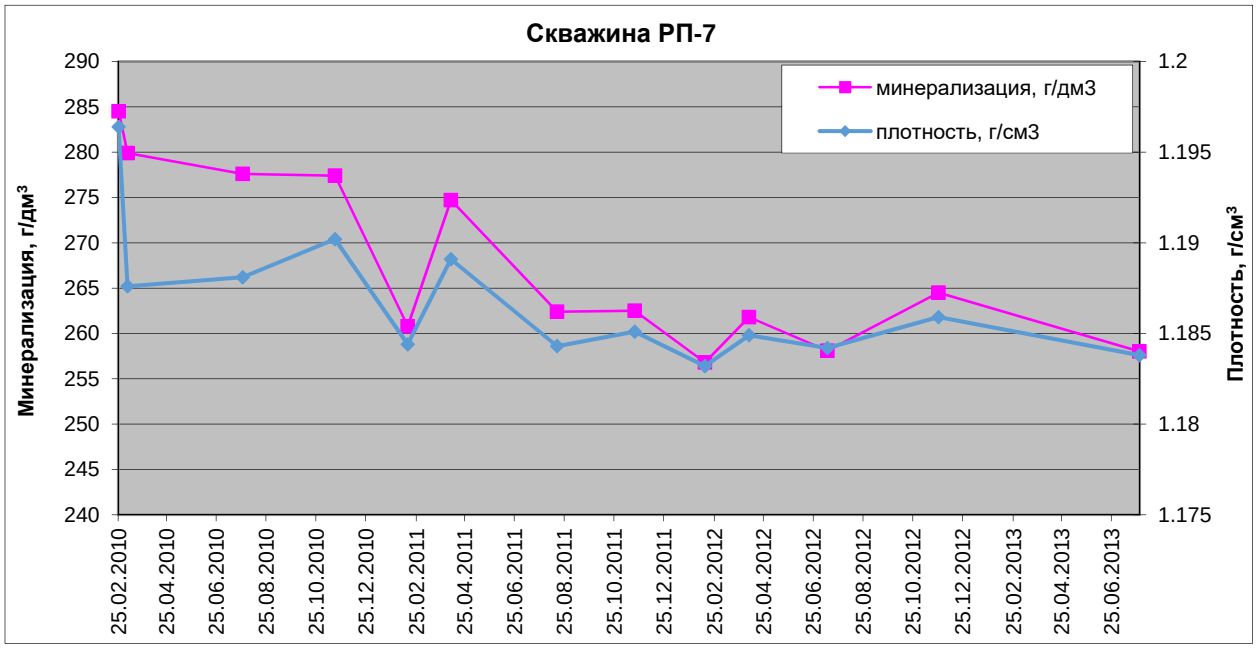


Рисунок 4.5.1.13. Снижение минерализации в скважине РП-7

На графике 4.5.1.12 можно отметить снижение минерализации по наблюдательной скважине 431 примерно на 9,0 г/дм^3 в середине 2020 г. Снижение отмечалось в это же время и по скважине 25 на 6,0 г/дм^3. Если снижение минерализации по скважине 431 теоретически возможно, то снижение минерализации по скважине 25 за счет достижения ее фронтом сточных вод теоретически невозможно к этому времени по причине сильной удаленности скважины от области нагнетания. Следующие замеры по-прежнему показывают снижение минерализации по скважине 431 (рис. 4.5.1.14). По скважине 25 в последующем отмечался резкий подъем минерализации. Только дальнейшие наблюдения за этим параметром позволят сделать однозначный вывод о факте достижения сточными водами скважины 431. Отметим, что согласно последнему моделированию, результаты которого приведены в Геологическом отчете [85], сточные воды продвинулись немногим более чем на 500 м (для сравнения: расстояние между скважинами РП-4 и РП-7 порядка 500-600 м) по триасовому

горизонту по состоянию на октябрь 2020 г. и не достигли ни одной из наблюдательных скважин, кроме выше указанной скважины РП-7 (рис. 4.5.1.14).

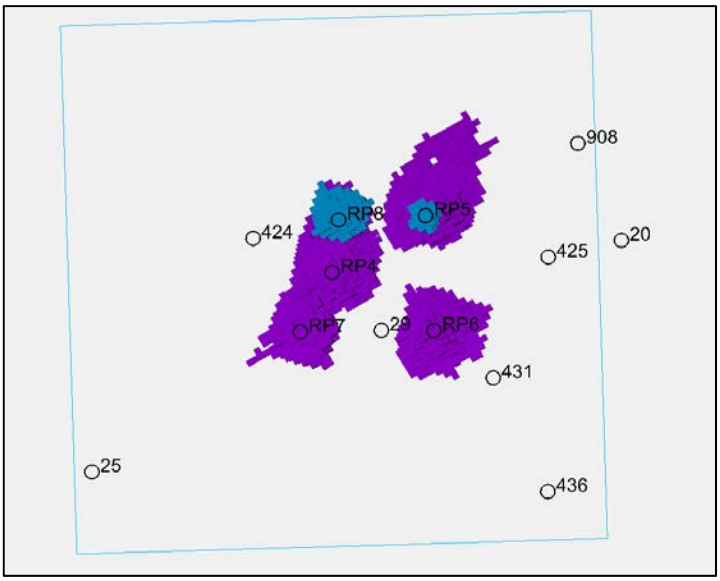


Рисунок 4.5.1.14. Схема распространения фронта промсточных вод по состоянию на 31 октября 2020 года (голубой - Резервуар II, фиолетовый - Резервуар III) [85]

Следующими наиболее приближенными к области нагнетания наблюдательными скважинами являются скважины 424 и 431. Однако, как установлено моделированием [92], до скважины 424 сточные воды возможно дойдут к 2030 г. К скважине 431 сточные воды приблизятся в 2023 г. (рис. 4.5.1.15). Принимая во внимание прогнозные данные и постепенное уменьшение общей минерализации, в следующем отчетном периоде дальнейшие наблюдения за изменениями химических показателей ПВ будут продолжены.

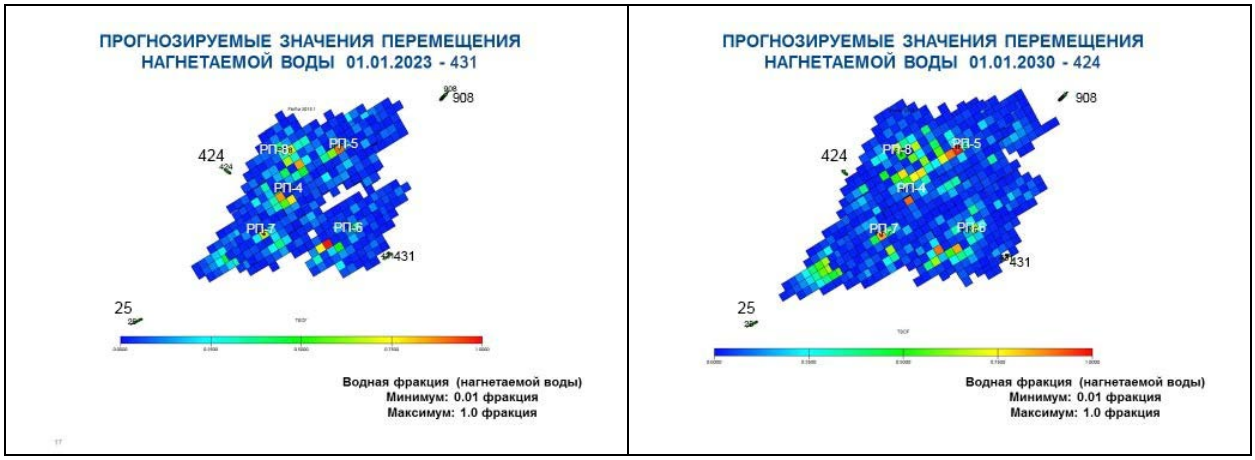
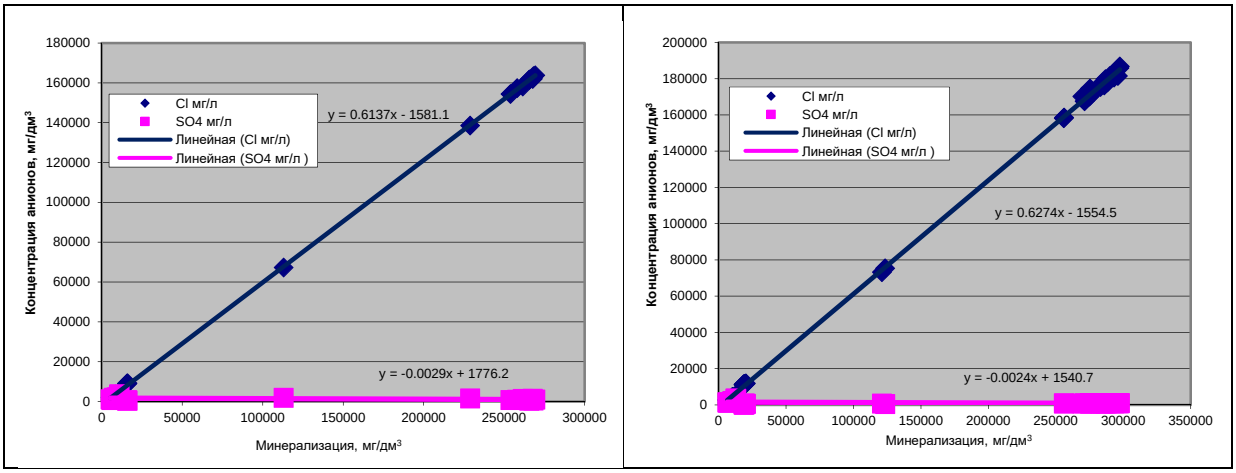


Рисунок 4.5.1.15. Положение фронта сточных вод по состоянию на 2023 и 2030 гг. [92]

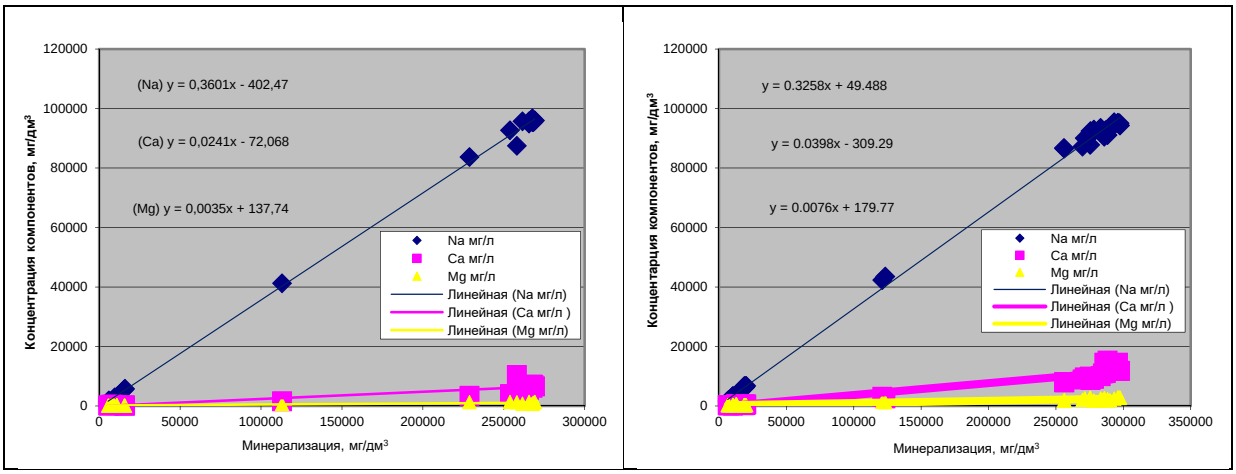
Остальные наблюдательные скважины Полигона №2 (25, 908, 20, 436, – скважины, вскрывшие Резервуар III и скважина 425, вскрывшая резервуар II), расположены от области нагнетания на значительном расстоянии (500 м ближайшее расстояние наблюдательной скважины от области нагнетания, 2000 м – максимальное расстояние наблюдательной скважины от области нагнетания). Скважина 29, отслеживающая резервуар II, показывает последнее время стабильность минерализации (рис. 4.5.1.12), что говорит об отсутствии влияния (перетекания через резервуар С) закачки на этот горизонт, хотя скважина расположена в области нагнетания в резервуар III (рис. 4.5.1.14).

По результатам моделирования 2021 г. [85] за время эксплуатации Полигона №2 не могут дойти до этих скважин. Поэтому формирование химического состава подземных вод в районе перечисленных скважин обусловлено исключительно естественными условиями их формирования, независящими от закачки.

Графики на рис. 4.5.1.16, демонстрирующие соотношение компонентов макросостава и минерализации в наблюдательных скважинах Полигона №2, и рис. 4.5.1.17 – соотношение компонентов микросостава и минерализации, показывают стабильность и неизменность макро- и микрокомпонентного состава в период с 2013 г. по 2021 год, что говорит об отсутствии влияния закачки на общий химический состав подземных вод в районе удаленных наблюдательных скважин и не достижении этих скважин фронтом сточных вод в течение срока эксплуатации полигона. Это подтверждается неизменностью угловых коэффициентов, приведенных на соответствующих графиках. (Отметим, что в построение этих графиков не вошла скважина РП-7, до которой сточные воды дошли еще в 2013 г.).

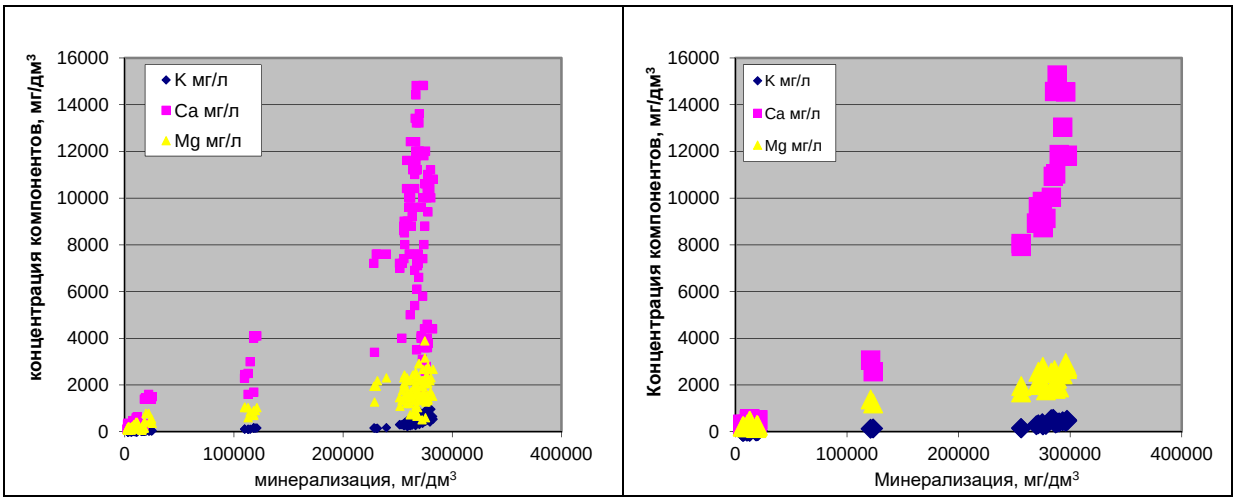


2013 г. 2021 г.



2013 г. 2021 г.

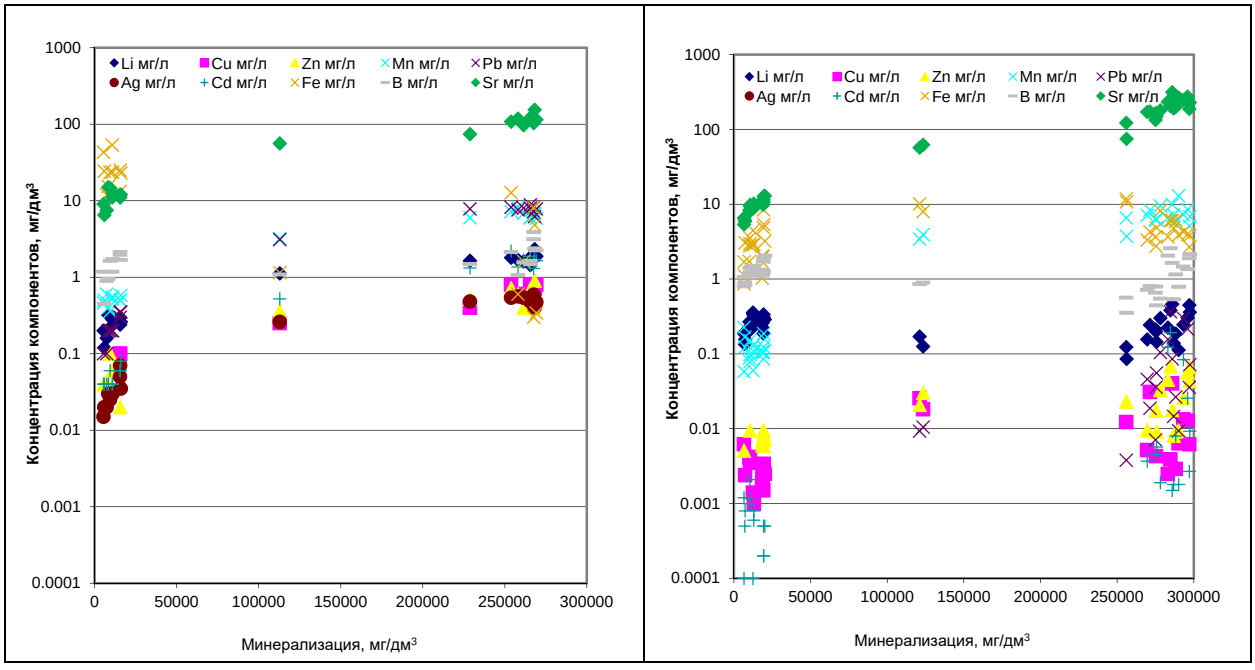
Рисунок 4.5.1.16. Сопоставление минерализации и содержания анионов и катионов в подземных водах Полигона №2 в 2013 году и в 2021 г.



2013 г. 2021 г.

Рисунок 4.5.1.16 (продолжение рисунка). Сопоставление минерализации и содержания анионов и катионов в подземных водах Полигона №2 в 2013 году и в 2021 г.

Что касается динамики изменения микрокомпонентного состава (литий, медь, цинк, марганец, свинец, серебро, кадмий, железо, бор, стронций) подземных вод, эксплуатируемых глубоких водоносных горизонтов, то результаты многолетних режимных наблюдений показывают незначительные колебания их содержания, что говорит о постоянстве состава подземных вод глубоких горизонтов на расстояниях расположения наблюдательных скважин (рис. 4.5.1.11), до которых промсточные воды не дошли. Имеющиеся различия содержания микрокомпонентов в 2013 г. и 2021 г. обусловлены, как уже говорилось, заменой лаборатории, а, следовательно, и некоторыми различиями значений наблюдаемых компонентов.



2013 г. 2021 г.

Рисунок 4.5.1.17. Сопоставление минерализации и содержания микрокомпонентов в подземных водах по состоянию на 2013 и 2021 гг.

На рис. 4.5.1.18 приведены графики изменения содержания микрокомпонентов в подземных водах глубоких горизонтов от времени. До 2017 г. содержание микрокомпонентов по всем наблюдательным скважинам оставалось в пределах некоторых средних величин и не отмечалось тенденции их изменения. Рост железа в 2014-2016 гг. может объясняться лишь износом скважин и выносом железа в агрессивной среде. С 2017 года, когда сменилась лаборатория, практически по всем скважинам наблюдается незначительный рост или наоборот снижение компонента, что привело к смене отсутствия тренда изменения концентраций компонента на наличие положительного или отрицательного тренда (рис. 4.5.1.18). В силу наличие факта смены лаборатории можно говорить, что эти тренды изменения концентрации микрокомпонентов являются «ложными».

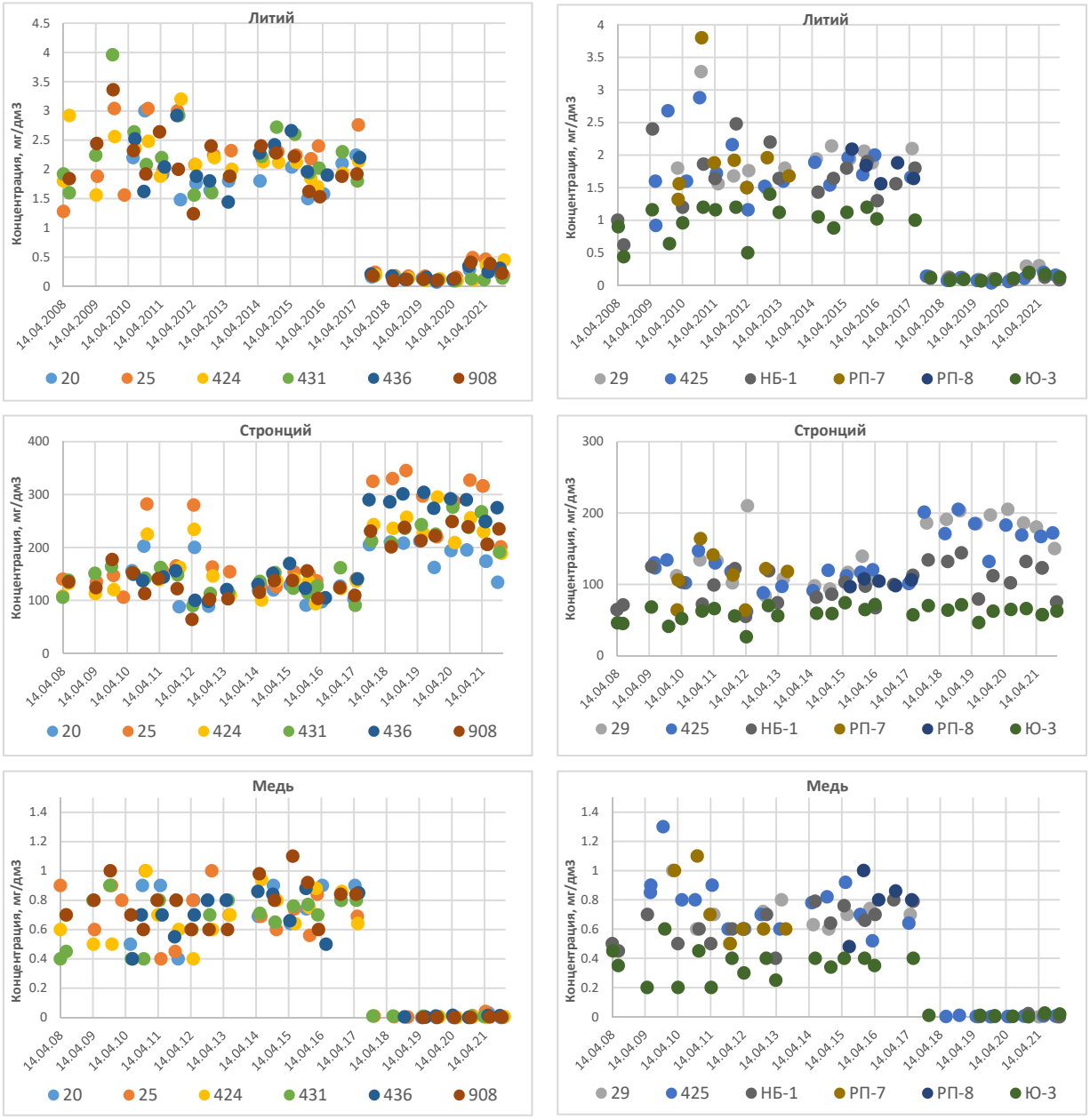


Рисунок 4.5.1.18. Динамика изменения микрокомпонентов (литий, стронций, медь, цинк, свинец, кадмий, железо, марганец, бор, серебро) в подземных водах глубоких горизонтов

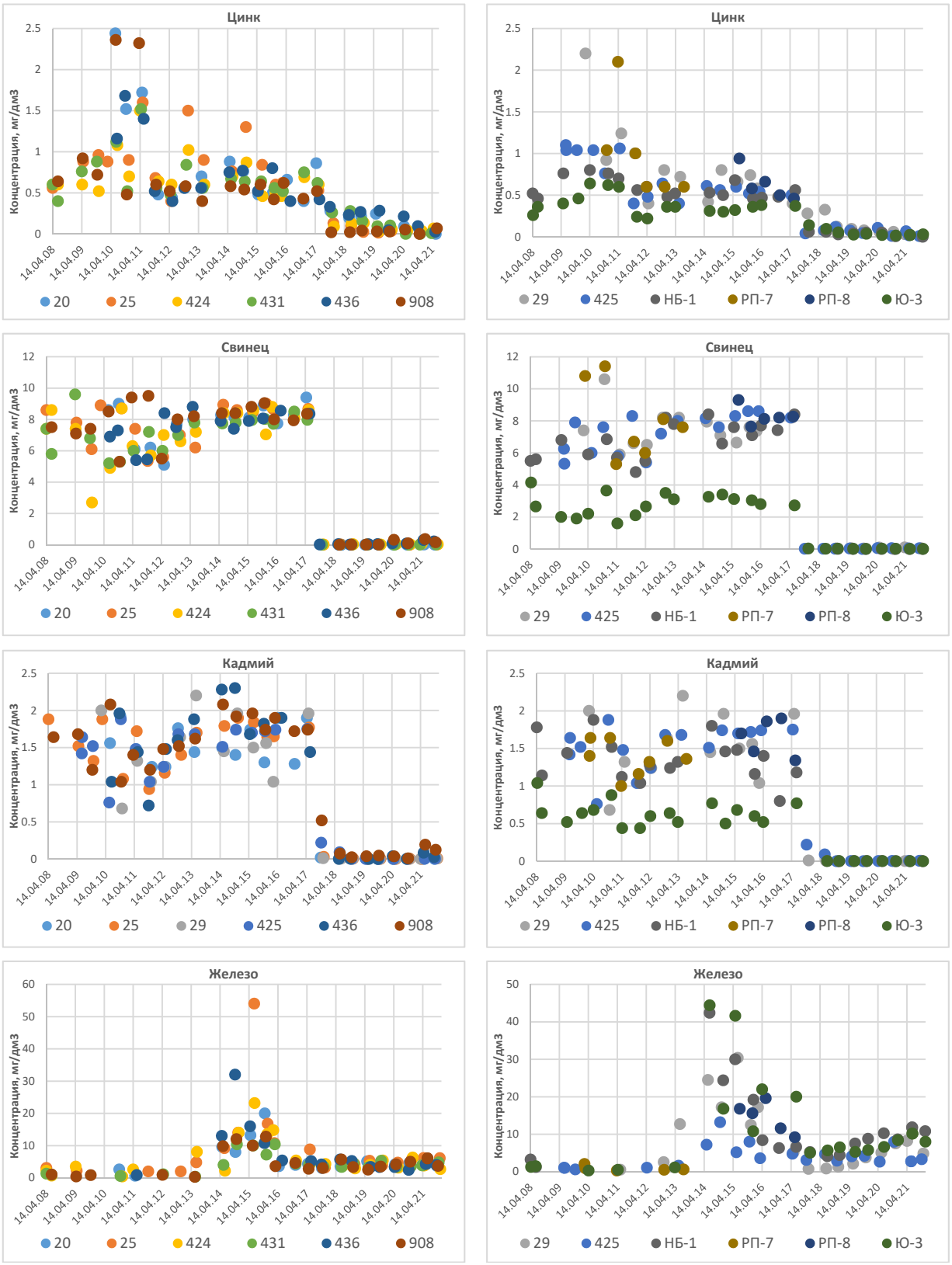


Рисунок 4.5.1.18 (продолжение рисунка). Динамика изменения микрокомпонентов (литий, стронций, медь, цинк, свинец, кадмий, железо, марганец, бор, серебро) в подземных водах глубоких горизонтов

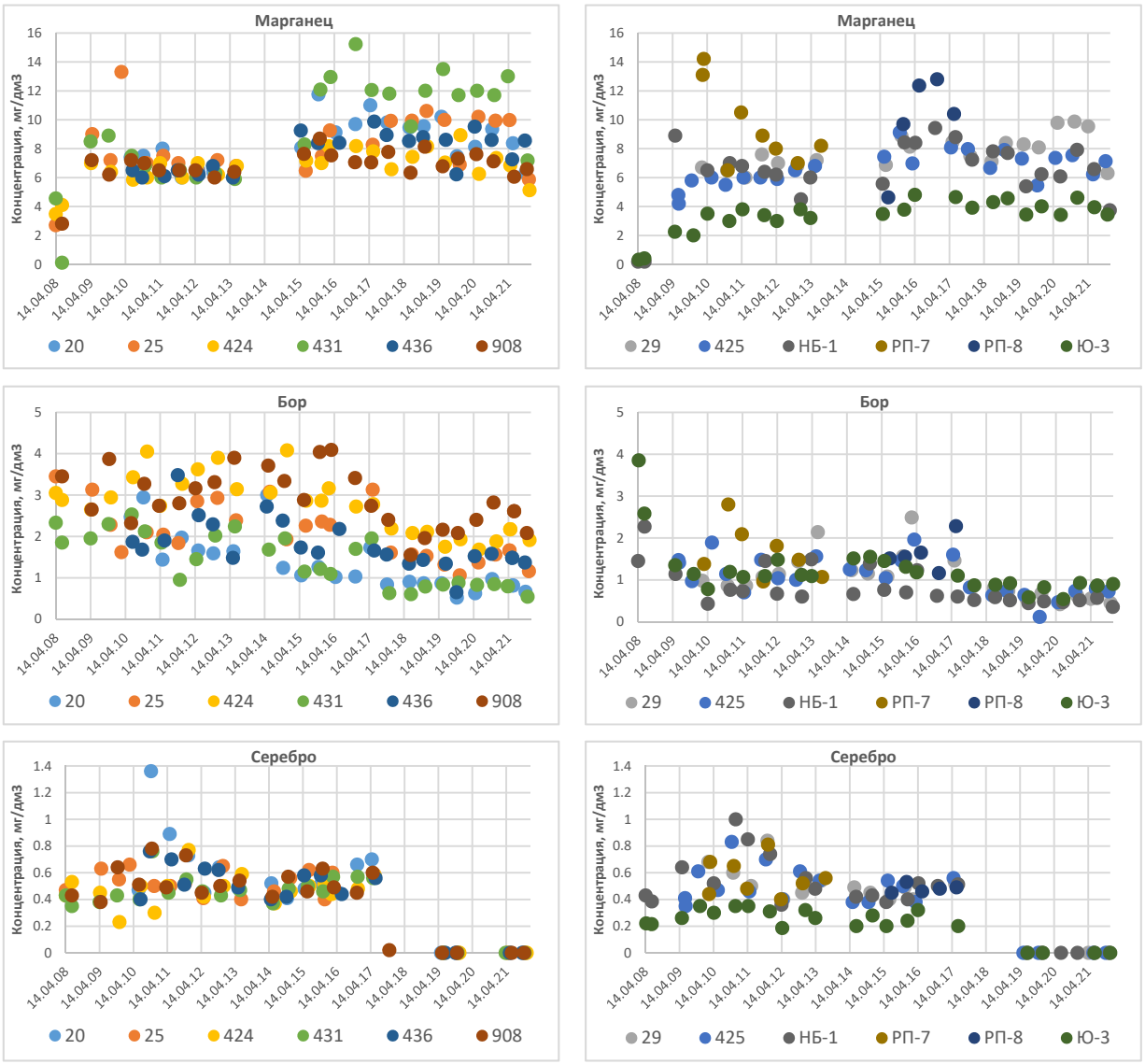


Рисунок 4.5.1.18 (продолжение рисунка). Динамика изменения микрокомпонентов (литий, стронций, медь, цинк, свинец, кадмий, железо, марганец, бор, серебро) в подземных водах глубоких горизонтов

Как уже говорилось ранее, при анализе содержания микрокомпонентов в подземных водах в районе Полигона №2, количественное изменение содержания микрокомпонентов в подземных водах в районе наблюдательных скважин не связано с закачкой сточных вод и характеризуется относительной стабильностью. Более того, содержание микрокомпонентов в подземных водах триасового горизонта значительно выше содержания микрокомпонентов в сточных водах, так что дополнительного привноса микрокомпонентов в подземные воды в результате закачки не происходит. Явного накопления каких-то элементов, кроме железа (миграция ионов железа труб наблюдательных скважин) в подземных водах эксплуатируемого триасового горизонта не происходит.

Наиболее характерным загрязняющим веществом в сточных водах Полигона №2 являются ***нефтепродукты***. Кроме того, в подземных водах так же обнаружен ***метанол,*** который в стоках Полигона №2 появился только после перенаправления потока с УКПГ-3 в январе 2021 года, а до этого периода данный компонент для КПК был не характерен.

Средние значения содержания ***нефтепродуктов*** в отобранных пробах из контрольно-наблюдательных скважин Полигона №2 за 2013-2021 гг. представлено на рисунках 4.5.1.19, 4.5.1.20.

Лабораторные исследования компонентного состава нефтепродуктов сточных вод и смазочного материала приведено на рис. 4.5.1.21 (более поздних данных не имеется). В смазочном материале преобладают тяжелые фракции C_{25}-C_{29}, в сточных водах – легкие. Последние (сточные воды) в нашем случае не определяют состав отобранных проб подземных вод, поскольку стоки не дошли до наблюдательных скважин. Обнаружение тяжелых нефтепродуктов в пробах подземных вод данного спектра свидетельствует о загрязнении смазочным материалом, который попадает в ствол скважины в результате проведения технического обслуживания задвижек фонтанной арматуры, а также от смазки троса канатной техники).



Рисунок 4.5.1.19. Общее содержание нефтепродуктов (среднегодовое) в пробах, отобранных в наблюдательных скважинах Полигона №2



Рисунок 4.5.1.20. Общее содержание нефтепродуктов (среднегодовое) в скважинах акчагыльского горизонта

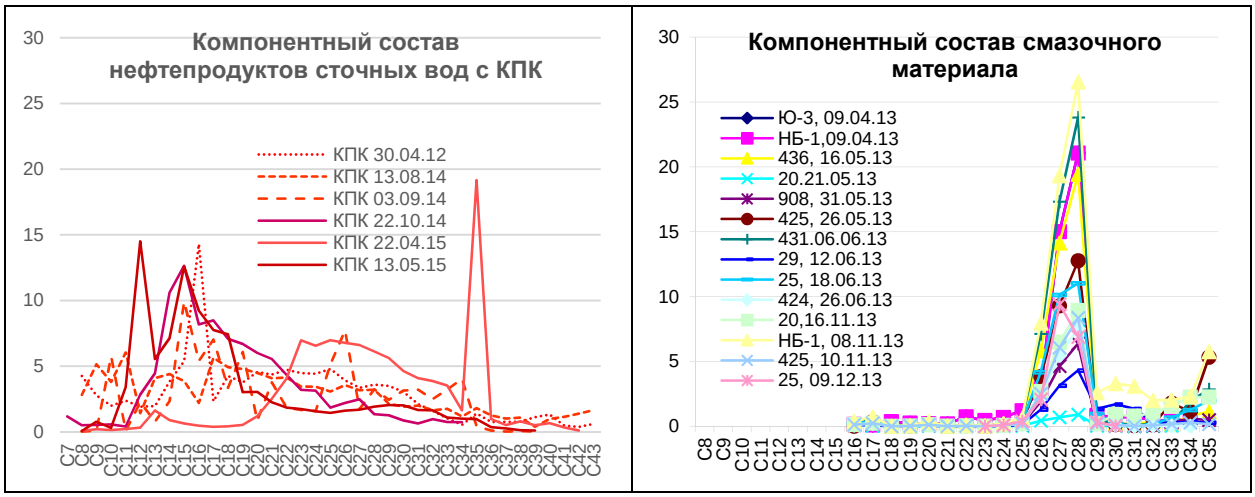


Рисунок 4.5.1.21. Компонентный состав нефтепродуктов сточных вод и смазочного материала (шкала Y - %)

На рис. 4.5.1.22 показан компонентный состав нефтепродуктов в отобранных пробах глубоких наблюдательных скважин в период с 2019 по 2021 г. Рисунок свидетельствует о «чистоте» отбора проб подземных вод. Несмотря на меры, принимаемые КПО для «чистого» отбора проб (снижение частоты профилактических работ по обслуживанию фонтанной арматуры наблюдательных скважин с одного раза в год до одного раза в три года), полностью исключить проблему загрязнения отбираемых проб пока не всегда удается.

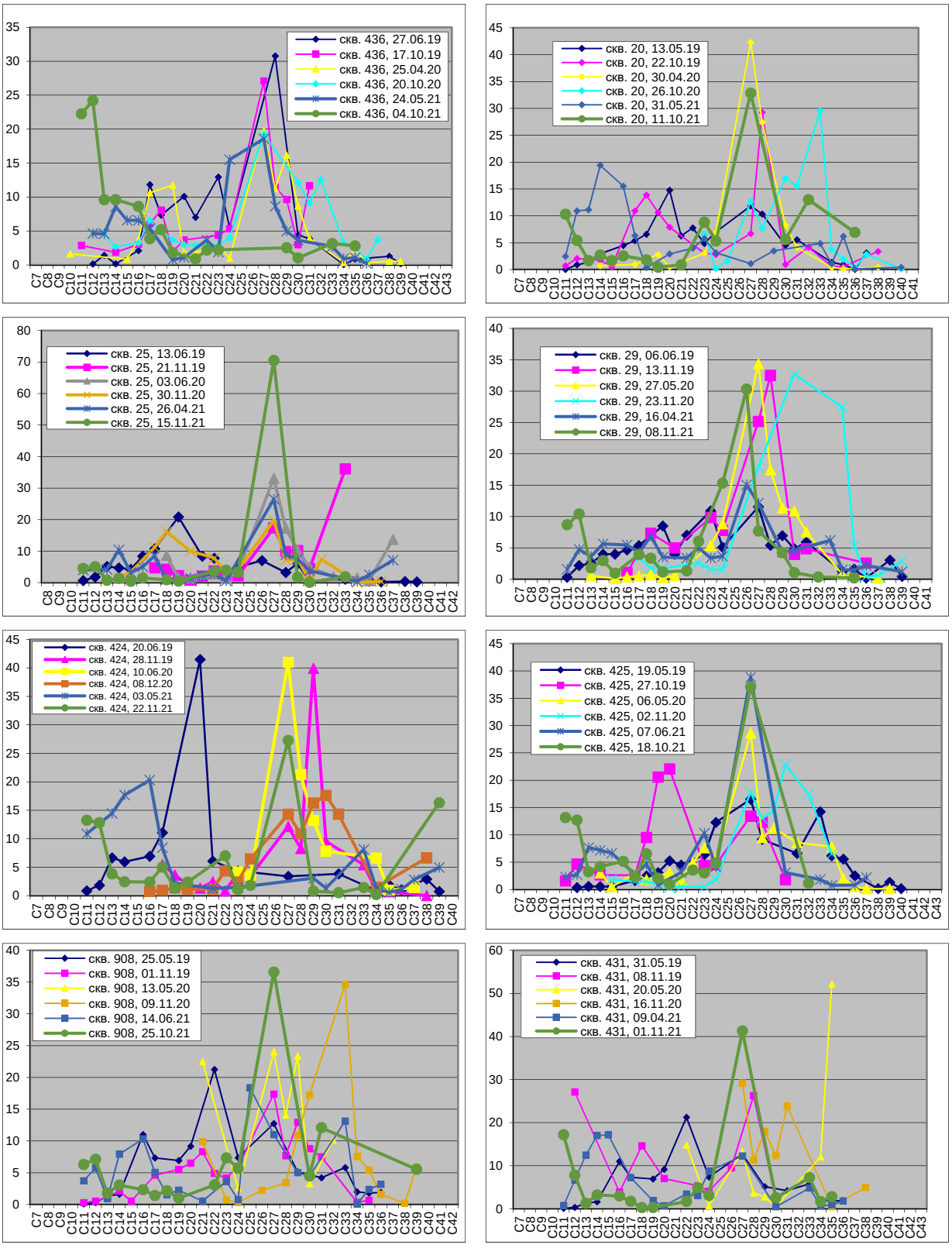


Рисунок 4.5.1.22. Компонентный состав нефтепродуктов подземных вод по глубоким наблюдательным скважинам Полигона №2 (триасовый горизонт) (шкала Y - %)

Такая же картина (присутствие тяжелых фракций) наблюдается и в компонентном составе нефтепродуктов в скважинах, расположенных выше эксплуатируемого резервуара в скважинах Ю-3 и НБ-1 (рис. 4.5.1.23).

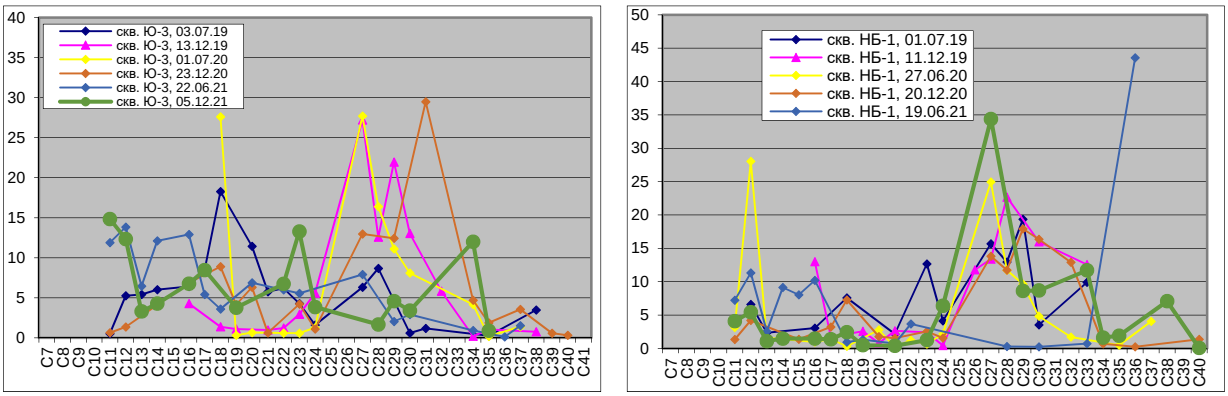


Рисунок 4.5.1.23. Компонентный состав нефтепродуктов подземных вод по наблюдательным скважинам Полигона №2 на юрский (Ю-3) и буферный (НБ-1) горизонты (шкала Y - %)

Общий компонентный состав нефтепродуктов водоносного горизонта неоген-четвертичных отложений за 2019–2021 год в районе ПЗП КПК в сопоставлении с компонентным составом сточных вод приведен на рис. 4.5.1.18

Для всех проб, отобранных из скважин Г-4, Г-5, Г-6, Г-7, Г-8 характерен более плавный переход компонентного состава нефтепродуктов. По некоторым скважинам в составе нефтепродуктов подземных вод явно выделяются углеводороды C_{12}-C_{17}. Содержание тяжелых фракций нефтепродуктов в подземных водах верхнего горизонта может свидетельствовать только о чистоте отбора проб, то есть о факте незначительного загрязнения отобранных проб компонентами смазки. Однако, говорить о возможности попадания сточных вод в верхние горизонты, нет основания. Герметичность затрубного пространства нагнетательных скважин, около которых расположены данные наблюдательные скважины Г-4 – Г-8, обеспечена.

Наличие ***метанола*** в пробах (рис. 4.5.1.25), отобранных с устья глубоких наблюдательных скважин до января 2021 года, не является следствием закачки стоков с КПК. Присутствие метанола в подземных водах глубоких горизонтов носит исторический характер и связано с использованием метанола при бурении глубоких скважин [72-82]. Промывка водоносного горизонта за счет периодических откачек при отборе проб в районе каждой наблюдательной скважины во время проведения мониторинговых работ привело к постепенному снижению содержания метанола в пробах отбираемой из скважин воды (рис. 4.5.1.25) к 2018 г.

Причинами изменений в значениях содержания метанола может быть разная депрессия в пласте при проведении компрессирования, что приводит к притоку подземной воды из разных интервалов перфорации, включая те интервалы, которые были загрязнены метанолом во время бурения и КРС.

Практически во всех пробах, начиная с 2018 года (именно с момента замены лаборатории), содержание метанола несколько возросло. До конца 2017 г. исследование химического состава подземных вод производила лаборатория «Аспан», а с конца 2017 года эти работы были переданы лаборатории «Гидромет, то есть смена лаборатории сказалась на результатах анализов, чему могли способствовать такие факторы, как использование более нового современного оборудования, реагентов и влияние человеческого фактора.

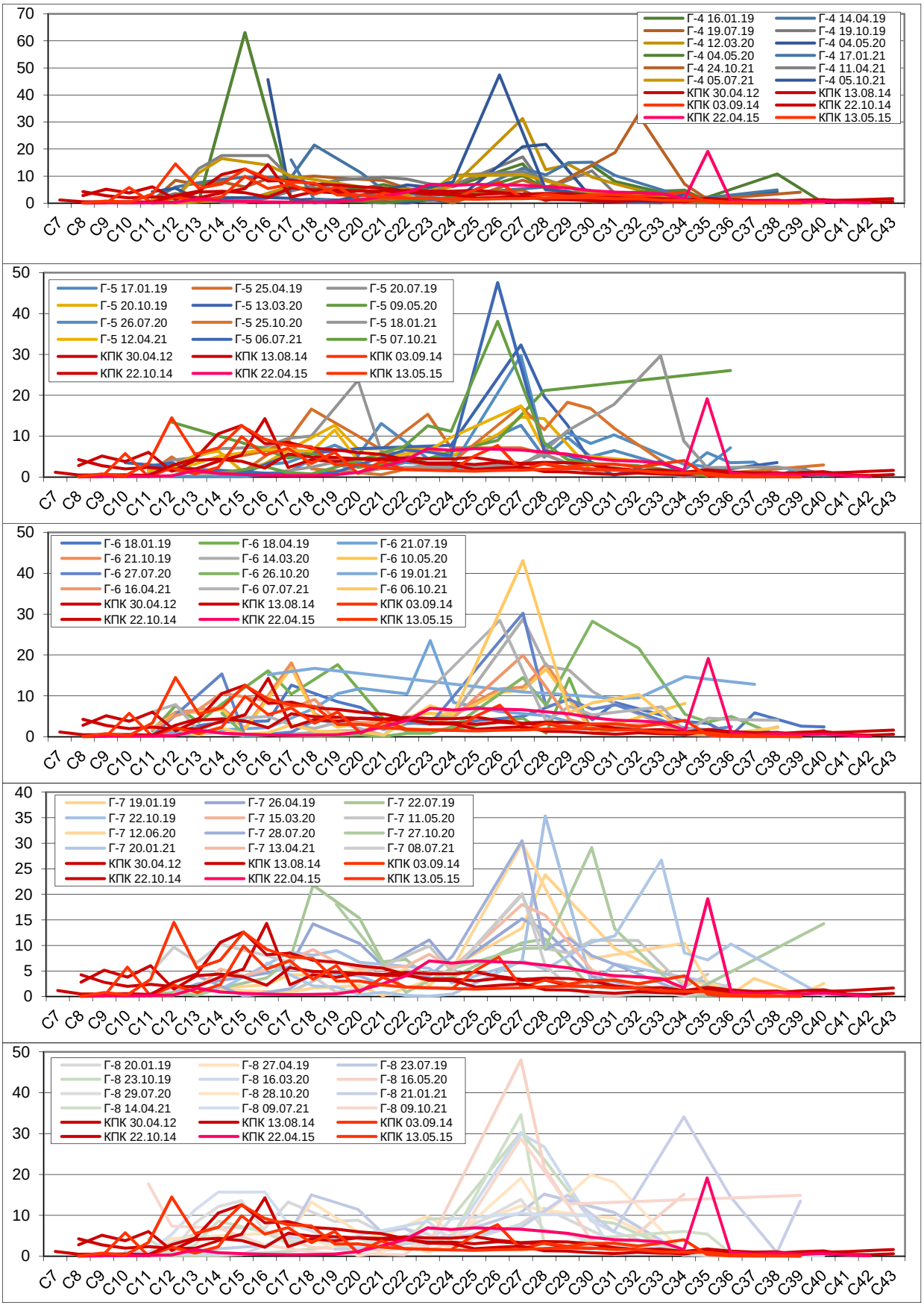


Рисунок 4.5.1.24. Компонентный состав нефтепродуктов подземных вод неоген-четвертичного водоносного горизонта по скважинам Г-4 - Г-8 и сточных вод от КПК (шкала Y - %)

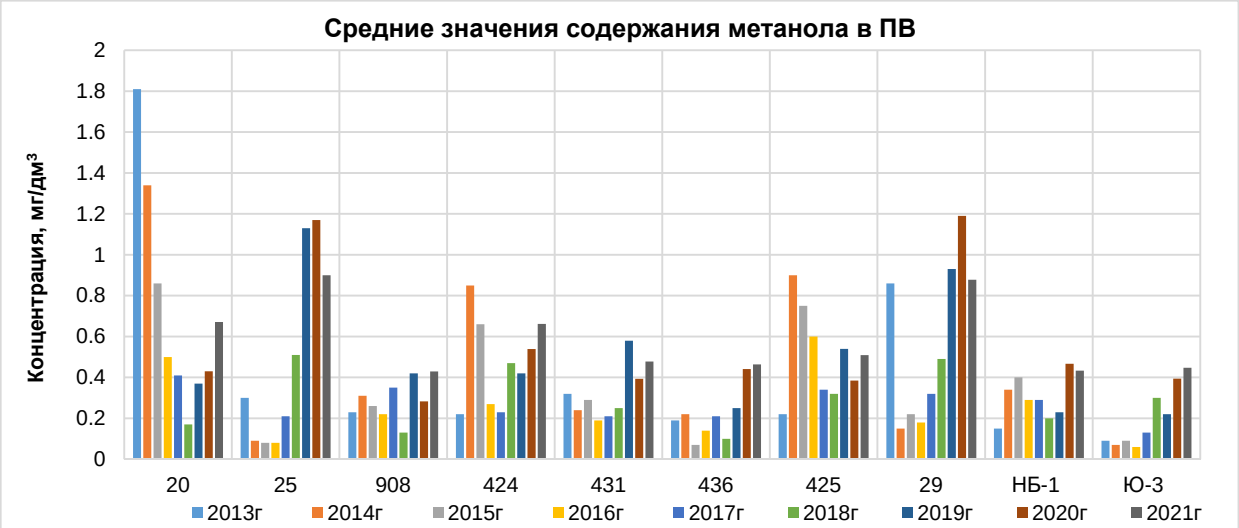


Рисунок 4.5.1.25. Изменение среднегодового содержание метанола в глубоких наблюдательных скважинах по годам

Содержание метанола в верхнем акчагыльском горизонте подземных вод в последние годы стабилизировалось (рис. 4.5.1.26). Нахождение метанола в подземных водах верхнего горизонта обусловлено историческими причинами, связанными с процессом бурения скважин. Об этом свидетельствуют повышенные содержания метанола в скважине РП-8 в первые годы после ее сооружения, которые затем в результате компрессирования перед отбором проб снизились до значений, соотносимых с другими наблюдательными скважинами на этот горизонт [75-82]. Содержание метанола в подземной воде продолжительное время оставалось на одном уровне - в пределах 0,2-0,4 мг/дм^3 (для сведения: ПДК по метанолу равно 3,0 мг/дм^3).

В 2021 после принятия стоков с УКПГ-3, содержащих метанол, и их закачки на КПК, средние значения содержания метанола в подземных водах не изменились, да и не могли измениться в силу малого срока закачки метанольных стоков на Полигоне №2 с одной стороны и несравнимо меньших объемов метанольных стоков с УКПГ-3 по сравнению с объемами стоков, поступающих с КПК, с другой стороны.



Рисунок 4.5.1.26. Динамика изменения среднегодового содержания метанола в подземных водах по наблюдательным скважинам на акчагыльский горизонт

Исходя из выше сказанного, можно сделать следующий вывод. Сточные воды по водоносному горизонту триасовых отложений распространились на сегодняшний день примерно на 500-700 м, что было в свое время зафиксировано в наблюдательной скважине РП-7. До остальных наблюдательных скважин, расположенных на большем удалении от области нагнетания сточные воды на настоящий момент не дошли, о чем свидетельствует постоянство качества сточных вод, в частности макро- и микро-компонентного состава подземных вод наблюдательных скважин, а также постоянство содержания нефтепродуктов в них.

Содержание нефтепродуктов в пробах, отобранных из скважин, определяется не только их естественным содержанием (нефтеносный регион), но и чистотой отбора проб. Привнос загрязнений (смазки) в отобранные пробы делает необходимым корректировку результатов анализов на величину привнесенного загрязнения для определения природного содержания нефтепродуктов в подземных водах наблюдательных скважин.

4.5.1.1.3. Выводы по результатам эксплуатации Полигона №2

1. Полигон №2 эксплуатируется с 2003 г. До 2014 г. годовые объемы закачки были менее 327,145 тыс. м^3. С 2014 г. по 2020 г. объемы закачки возросли до – 594,951 тыс. м^3, а в 2021 годовой объем закачанных промстоков составил 693,648 тыс. м^3.
2. Всего за время эксплуатации Полигона №2 с 2003 по 2021 год было закачано 6182244,7 м^3 стоков, что на порядок больше, чем на Полигоне №1.
3. В 2003 году эксплуатировалась одна нагнетательная скважина РП-4. С 2004 г. по 2008 г. в эксплуатацию дополнительно была введена скважина РП-5. С 2008 г. по 2014 г. в работе находилось три наблюдательные скважины РП-4, РП-5 и РП-6. В 2014 г. в эксплуатацию была запущена скважина РП-7. До 2017 года работали 4 скважины. В 2017 году стоки стали направляться еще в одну новую скважину РП-8. С 2017 года по настоящий момент в работе находятся пять нагнетательных скважин – четыре в работе, одна в резерве. В редких случаях кратковременно стоки направляются во все 5 скважин одновременно.
4. Все 5 нагнетательных скважин РП-4 – РП-8 эксплуатируют триасовый горизонт (Резервуар II и Резервуар III), куда посредством закачки поступают сточные воды.
5. Фактическая средняя приемистость скважин по данным эксплуатации в 2021 г. составляла 477 – 584 м^3/сут., при этом индекс приемистости скважин колебался от 4,78 до 5,74 м^3/сут/бар.
6. Из-за больших объемов закачки кольматация скважин, и, как следствие, снижение их приемистости приводит к необходимости проведения кислотных промывок нагнетательных скважин примерно 3-4 раза в год, что происходит значительно чаще, чем на Полигоне №1.
7. Сточные и подземные воды Полигона №2 – несовместимы. Эти выводы были сделаны еще на стадии разведочных работ. Опыт эксплуатации – изучение качества сточных и подземных вод позволили определиться с нормативами качества сточных вод, достижение которых или значений близких к ним, позволяет вести закачку на Полигоне №2 результативно. Хорошая работа очистных сооружений позволяет довести среднегодовое содержание сточных вод перед их закачкой в скважины до значений, сопоставимых с их нормативными значениями. Однако превышение содержания компонентов в отдельные периоды над величинами нормативных показателей является причиной кольматации и, как следствие этого процесса, снижения приемистости нагнетательных скважин, как было сказано, в среднем в 1,5 раза.

8. В течение времени эксплуатации полигона произошло изменение химической структуры промсточных вод, подлежащих закачке. С увеличением закачиваемых объемов сточных вод растет содержание хлоридов в сточных водах, а, следовательно, и содержание катионов, в частности натрия, что изменило минерализацию сточных вод в сторону ее увеличения. Если на начальном этапе эксплуатации минерализация сточных вод была порядка 3-20.0 г/дм^3 и анионный состав сточных вод характеризовался наличием преимущественно гидрокарбонатов и в меньшей степени сульфатов, то в настоящее время сточные воды являются хлоридными и их минерализация возросла до 100 и более г/дм^3. Увеличение содержание хлоридов (растворимых солей) делает сточные воды менее способными кольматировать фильтры и прискважинные области, в отличие от вод гидрокарбонатных и сульфатных, каковыми они были на начальной стадии эксплуатации полигонов.
9. Переориентировка сточных вод с УКПГ-3 на КПК для дальнейшей их закачки совместно с водами КПК практически не отражается на качестве исходных сточных вод, поскольку добавленные объемы стоков к стокам КПК весьма малы – более чем на два порядка меньше, чем объемы собственно стоков КПК. Поэтому эта переориентировка стоков практически не влияет на качество исходных сточных вод, направляемых на очистные сооружения КПК.
10. На Полигоне №2 имеется представительная сеть наблюдательных скважин, как по площади, так и по вертикали, которая позволяет в достаточной мере фиксировать все изменения, связанные с закачкой стоков. На Полигоне №2 ведутся наблюдения за поглощающим (резервуар III), резервным (Резервуар II) и буферным (Резервуар I), юрским и неоген-четвертичным горизонтами. Наблюдательная сеть оценивается как достаточная. Фронт сточных вод на настоящий момент не распространился не только за пределы Горного отвода, но и за пределы местоположения наблюдательных скважин. Дальность распространения сточных вод от нагнетательных скважин на настоящий момент не превышает 500-700 м. В 2011 - 2013 гг. сточные воды достигли скважины РП-7. Моделирование показывает, что сточные воды до 431 скважины дойдут к 2023 г. Только дальнейшие мониторинговые наблюдения могут уточнить правильность такого вывода. В перспективе к 2030 г. (согласно моделирования) сточные воды распространятся до скважины 424. До остальных наблюдательных скважин (25, 908, 436, 20, 425) сточные воды не дойдут и на конец срока эксплуатации (2037 г.) (см. раздел 4.5.2.3).
11. Полигон №2 работает в штатном режиме – роста устьевого и пластового давления выше допустимой величины для эксплуатируемых пластов не отмечается. Установившейся уровень в наблюдательных скважинах поднялся на 5-20 м. Пластовые давления практически во всех наблюдательных скважинах имеют очень незначительный рост, составляющий менее 3-4 бар. Столь малая величина подъема уровней и повышения пластовых давлений в наблюдательных скважинах за данный срок эксплуатации свидетельствует о том, что при таком режиме эксплуатации пласт может эксплуатироваться довольно продолжительное время, что также было доказано моделированием.
12. Постоянный мониторинг технического состояния скважин позволяет говорить об отсутствии перетекания по затрубному пространству и загрязнении вышележащих горизонтов.
13. Природа содержания нефтепродуктов и метанола в подземных водах верхнего неоген-четвертичного горизонта не связана с закачкой сточных вод, в частности с их вертикальной миграцией по ослабленным зонам или по затрубному пространству.

4.5.1.2. Полигон №1

4.5.1.2.1. Изменение гидродинамических характеристик, температуры водоносных горизонтов под воздействием нагнетания промстоков

На участке Полигона №1 контроль влияния закачки промстоков на состояние подземных вод проводится по 13 наблюдательным скважинам (рис. 2.5.2.2, Раздел 2.5). По скважинам 109, 2, 12, 18, 26, 10-П, 103, 232 наблюдения ведутся за татарским-нижнетриасовым водоносным комплексом, по скважине РП-2 до мая 2018 г. за Резервуаром II+III, по скважине Ю-2 за юрским горизонтов. По скважинам «Г» ведутся наблюдения за верхним водоносным горизонтом.

Основными динамическими показателями состояния подземных вод при проведении мониторинга являются: уровень подземной воды, величина пластового давления и температуры.

Пластовые давления, уровень и температура подземных вод замеряются ежеквартально. Сравнение приведенных к (- 2000) м а.о. пластовых давлений по состоянию на август 2021 г. с теми, которые отмечались в 2008-2009 гг., позволяет сделать вывод о том, что на расстоянии 400-2000 м (дальность расположения нагнетательных скважин от области нагнетания) от области нагнетания отмечается рост пластовых давлений (рис. 4.5.1.27) примерно на 2-3 бара только в некоторых скважинах (2, 232, 10-П). В остальных скважинах рост пластовых давлений еще меньше.

В тех же наблюдательных скважинах (2, 232, 10-П) с 2014-2016 гг. отмечается положительный тренд роста установившегося уровня (рис. 4.5.1.28) за счет увеличения объемов закачки. За 2013-2021 годы объем нагнетания увеличился с 15 тыс. $м^3$/год в 2013 г. до 87,0 тыс. $м^3$/год в 2021 г., при этом максимум был в 2020 году и составил 99,9 тыс. $м^3$/год. Удаленные от области нагнетания наблюдательные скважины 18, 26, 12 слабо реагируют на закачку.

В процессе нагнетания отмечается рост установившихся уровней глубоких горизонтов по скважинам 2, 232,10-П, 12, на 15-20 м. По остальным скважина рост уровня мал либо практически отсутствует.

Таким образом, по данным режимных наблюдений отмечается различный темп прироста пластовых давлений и установившихся уровней подземных вод в наблюдательных скважинах, что говорит о влиянии на гидродинамическое состояние подземных вод не только расстояние наблюдательных скважин от области нагнетания, но и литолого-фациальные особенности отложений нагнетаемых пластов.

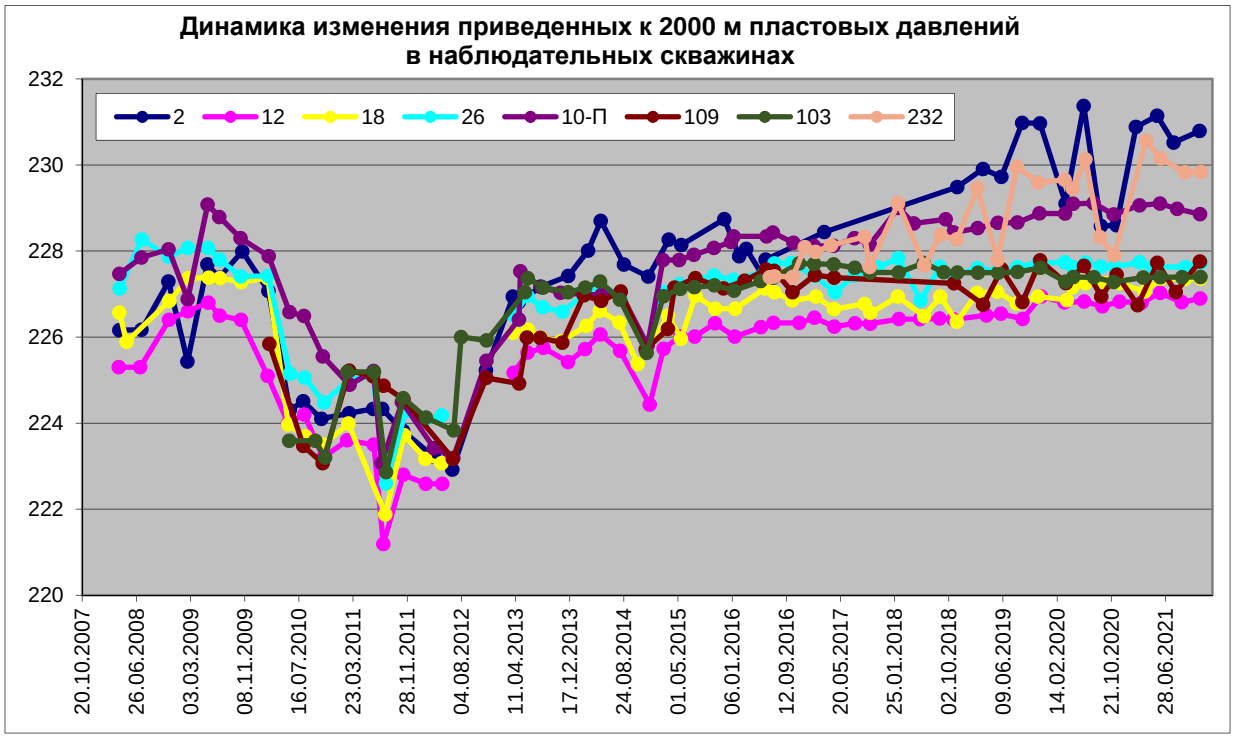


Рисунок 4.5.1.27. Пластовое давление, приведенное к а.о. (-2000) м в наблюдательных скважинах Полигона №1

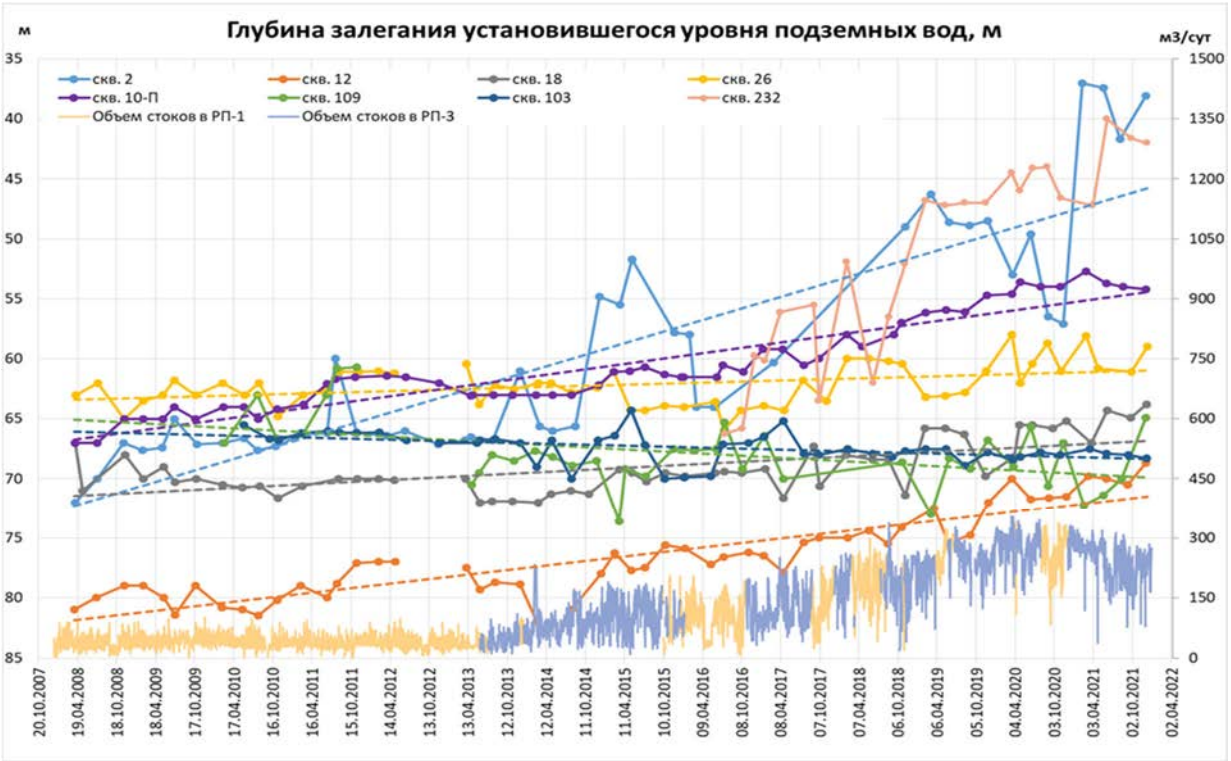


Рисунок 4.5.1.28. Сопоставление абсолютных отметок установившихся уровней и фактического объема закачки

До мая 2018 г. по скважине РП-2 отслеживался резервуар II+III. Начиная с 2013 г. отмечалось практически постоянное приведенное к (-1550) м пластовое давления (рис. 4.5.1.29). С мая 2018 г. наблюдения были переведены на Резервуар I. С этого момента и по настоящее время отмечается постоянство пластового давления (в среднем в пределах 89,8 бар), отслеживаемого в этой скважине. Что говорит об отсутствии влияния закачки на Резервуар I.

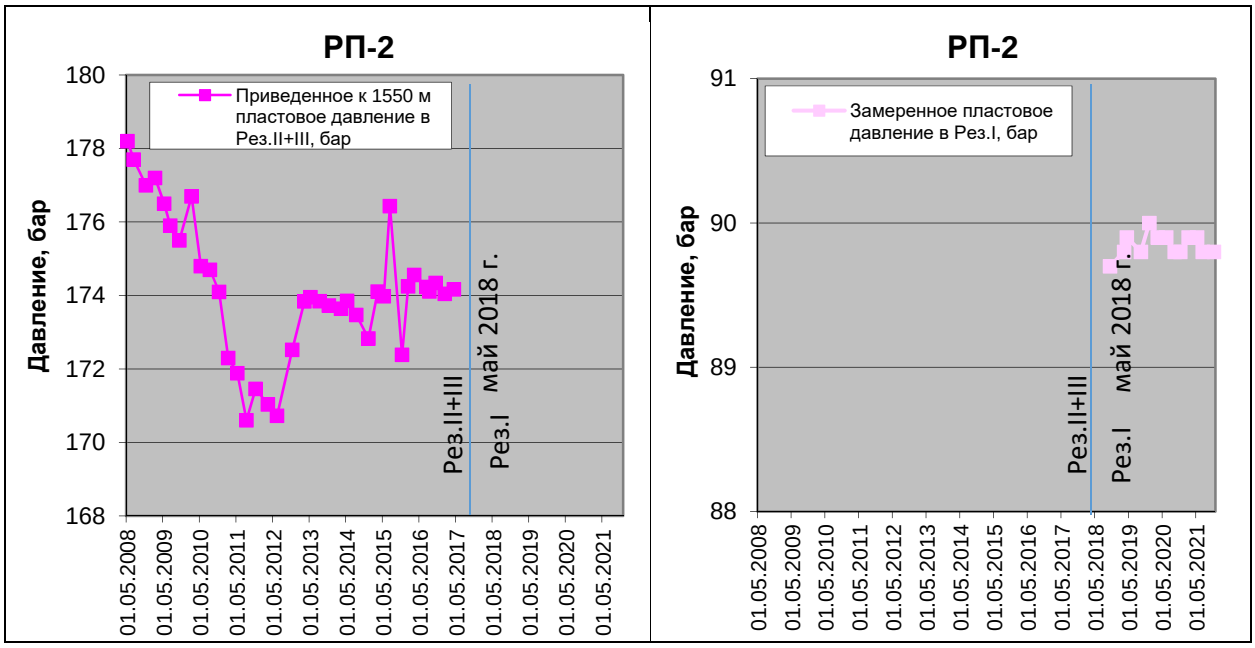


Рисунок 4.5.1.29. Пластовое давление в скважине РП-2

Установившийся уровень в скважине РП-2 до 2018 г. колебался в пределах 23-27 м (а.о.). Абсолютные отметки установившегося уровня в Резервуаре I, отслеживаемые после 2018 г., практически постоянны и составляют примерно +32 м (рис. 4.5.1.30).

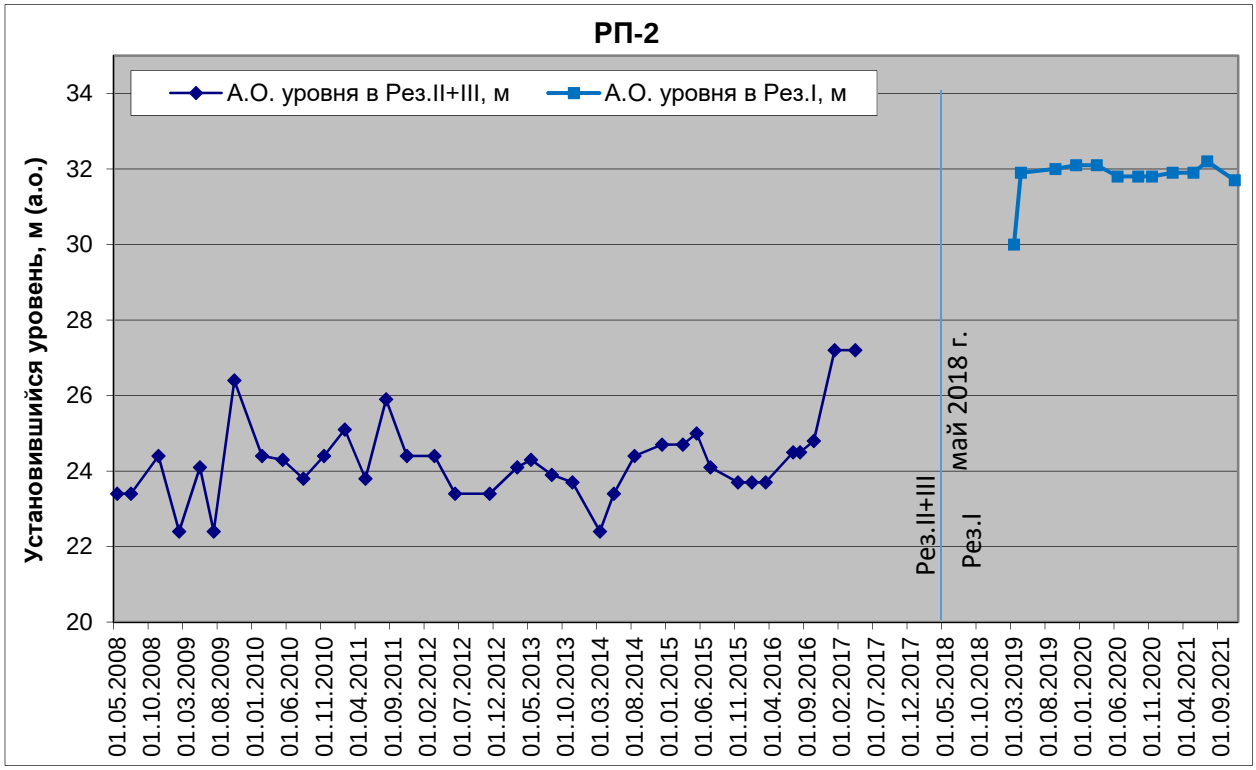


Рисунок 4.5.1.30. Установившиеся уровня подземных вод в скважине РП-2 (а.о.)

Пластовое давление и установившийся уровень в скважине Ю-2, отслеживающей юрский горизонт, начиная с 2014 г. были практически без изменения, что свидетельствует об отсутствии влияния закачки на этот горизонт (рис. 4.5.1.31).

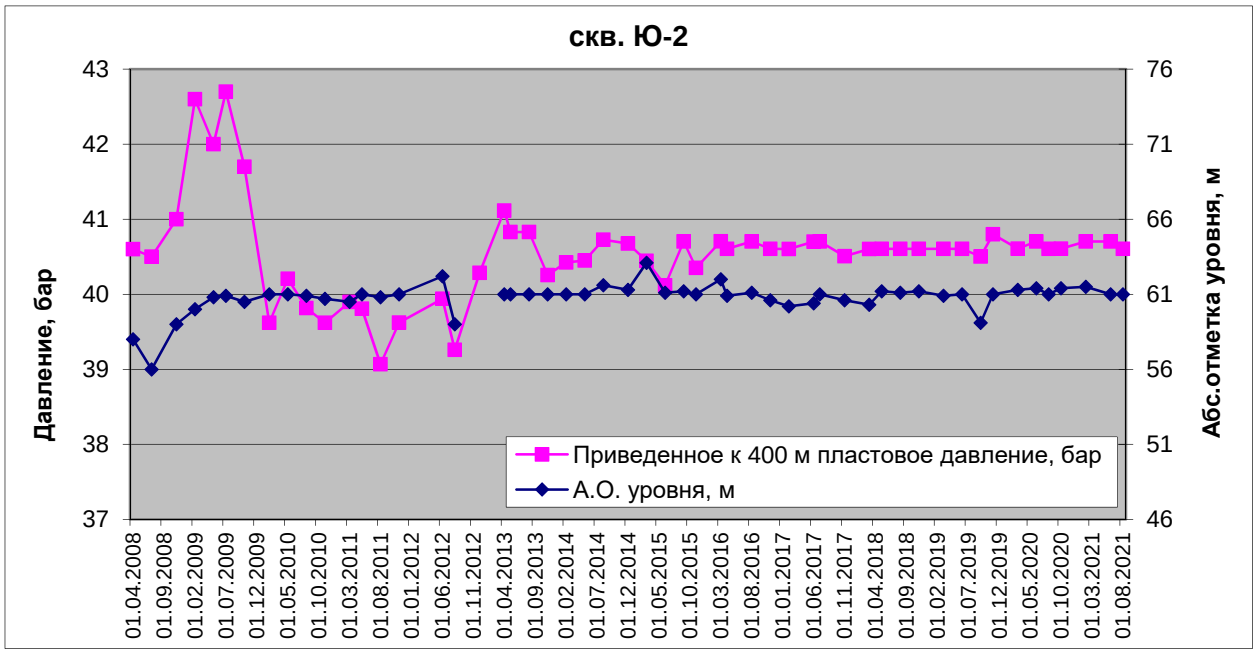


Рисунок 4.5.1.31. Пластовое давление, приведенное к 1500 м, и а.о. уровня в скважине Ю-2

В рамках мониторинговых работ ведутся наблюдения и за уровенным режимом верхнего горизонта по скважинам Г-1, Г-2бис, Г-3 бис. В основном отмечается незначительные сезонные колебания (рис. 4.5.1.32).

Согласно Информационного отчета по результатам мониторинга [61] пластовые давления в наблюдательных скважинах Г-1, Г-2бис и Г-3бис на верхний неоген-четвертичный горизонт в течение 2019-2021 гг. колеблются в пределах 5, 7,5 и 6,5-9 бар соответственно.

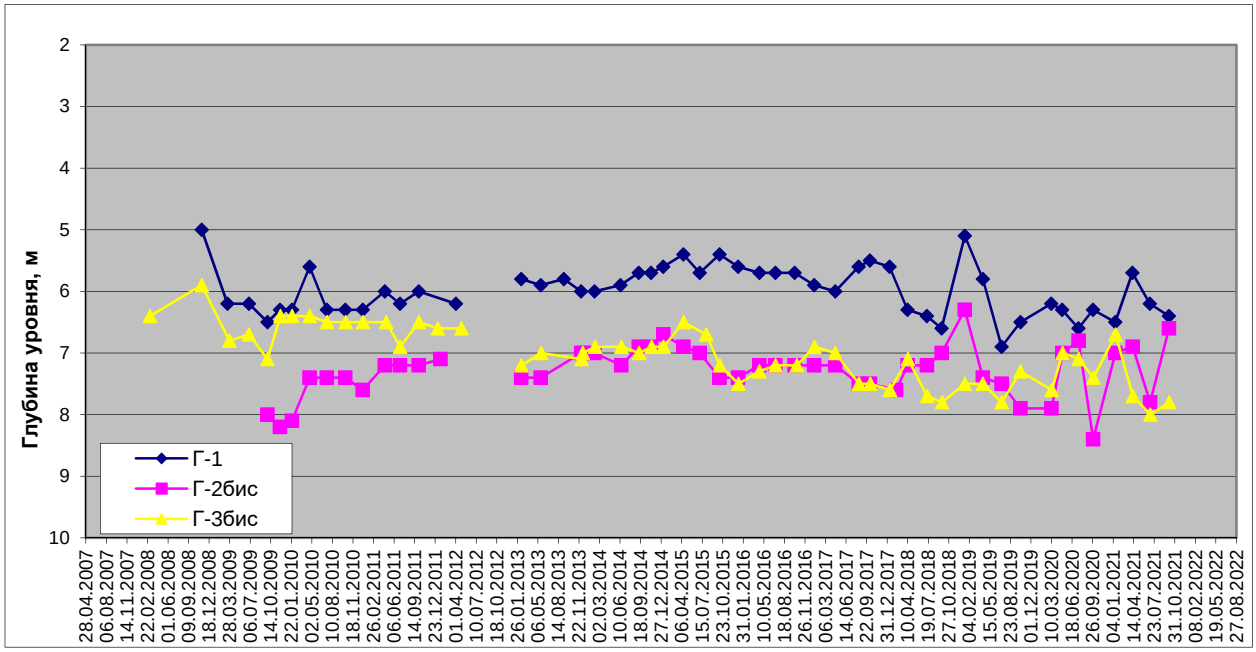


Рисунок 4.5.1.32. Динамика изменения установившегося уровня подземных вод в скважинах на неоген-четвертичный горизонт

На рис. 4.5.1.33 приведен график температур, приведенных к (-2000) м а.о. В период с 2008 по 2013 год характерно хаотическое распределение приведенных температур от времени для каждой скважины. Этот период характеризовался наличием ошибок в замерах. Ошибки в замерах были ликвидированы (об этом сказано выше). И уже с середины 2013 г. и до начала 2021 г. графики характеризуются относительно горизонтальным распределением величин приведенных температур. Эта стабильность характеризует, правильность замеров глубин и температур. Средняя температура на глубине а.о. (- 2000) м в районе Полигона №1 за период наблюдений 2009-2021 гг. колеблется от 38,5 до 41,5 ºС (разница средних температур составляет 3,0 ºС). Прямолинейность графиков также свидетельствует о том, что холодные сточные воды, закачиваемые в глубокие горизонты в современных объемах на расстояниях расположения наблюдательных скважин, не изменяют температуры подземных вод.

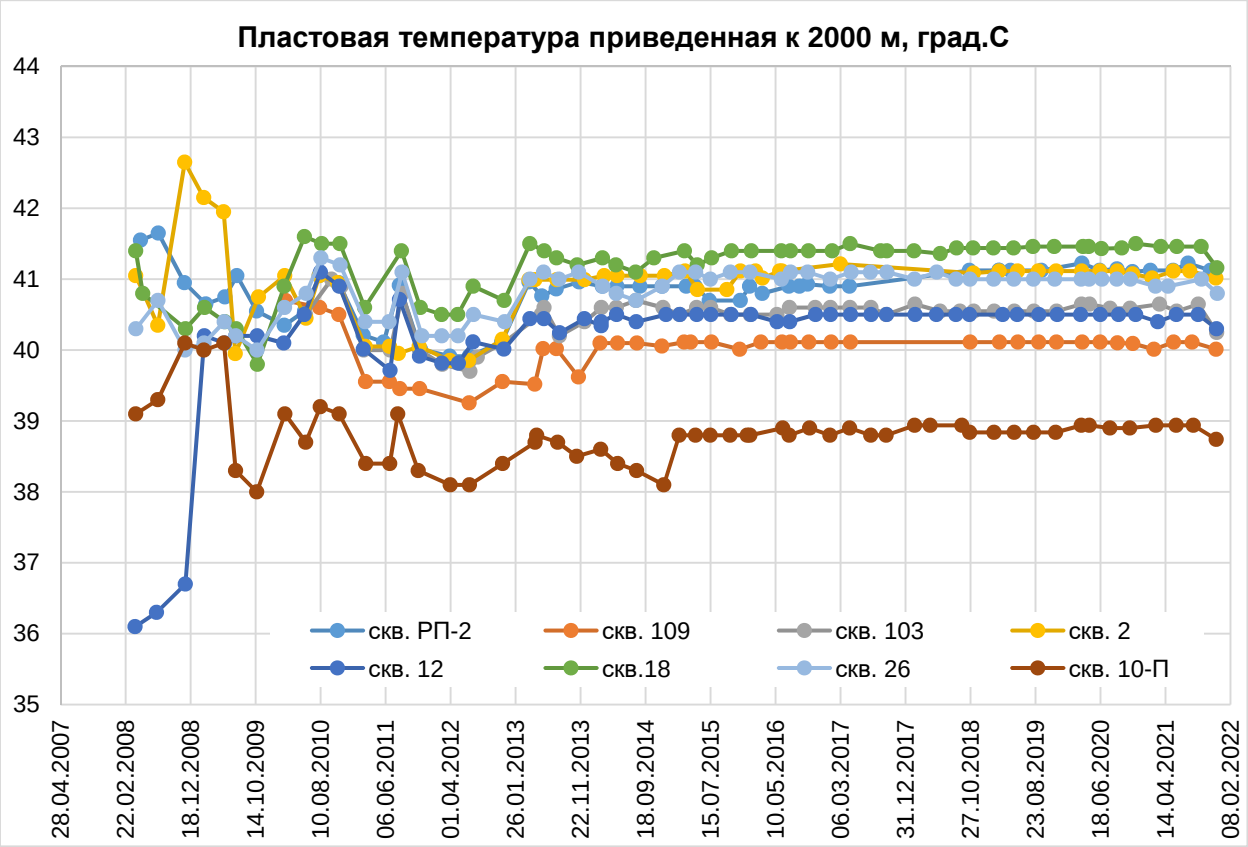


Рисунок 4.5.1.33. Температура подземных вод, приведенная к а.о. (-2000 м) в глубоких наблюдательных скважинах Полигона №1

Начиная с 2008 г., в наблюдательных скважинах Полигона №1 от забоя и практически до устья, через определенные интервалы ведутся поинтервальные наблюдения за пластовыми давлениями и температурой в наблюдательных скважинах, аналогично таким же наблюдениям, проводимым на Полигоне №2.

Здесь для примера приведены графики изменения пластового давления, температуры и их градиенты по стволу для скважины 10-П (рис. 4.5.1.34-4.5.1.37). По остальным наблюдательным скважинам кривые изменения градиента температуры с глубиной однотипны.

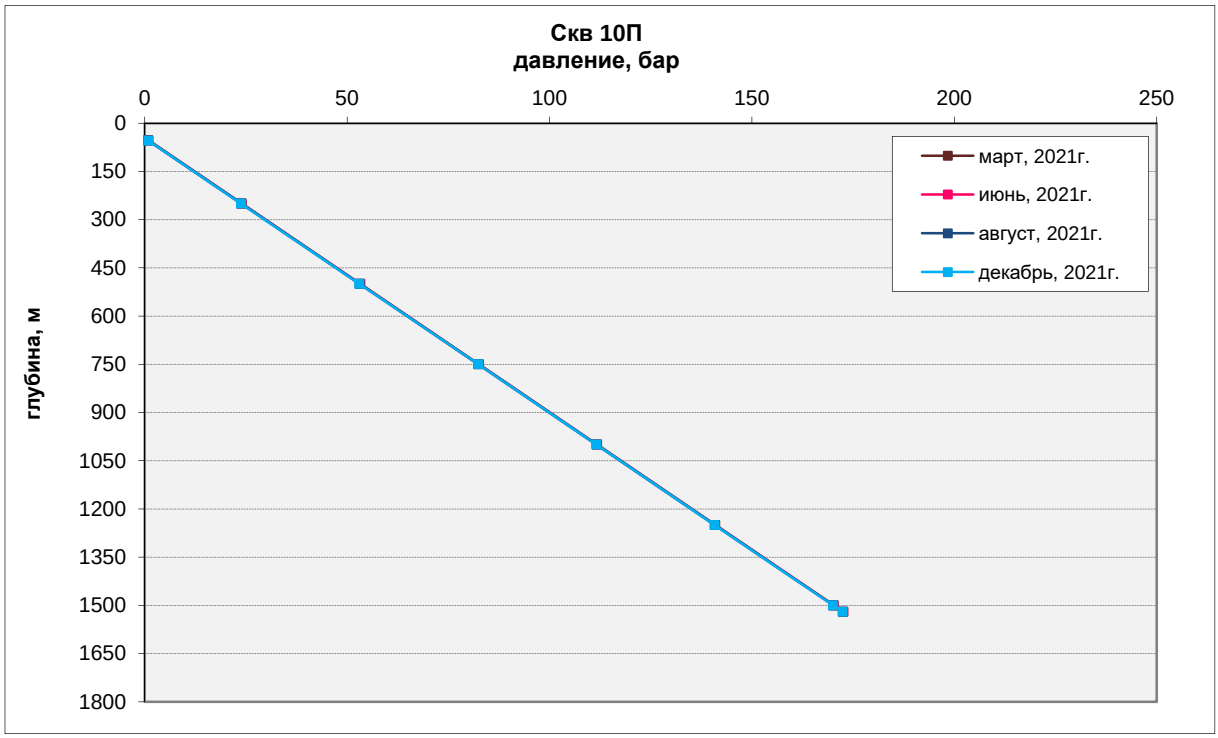


Рисунок 4.5.1.34. График изменения давления с глубиной по наблюдательной скважине 10-П (2021 г.)

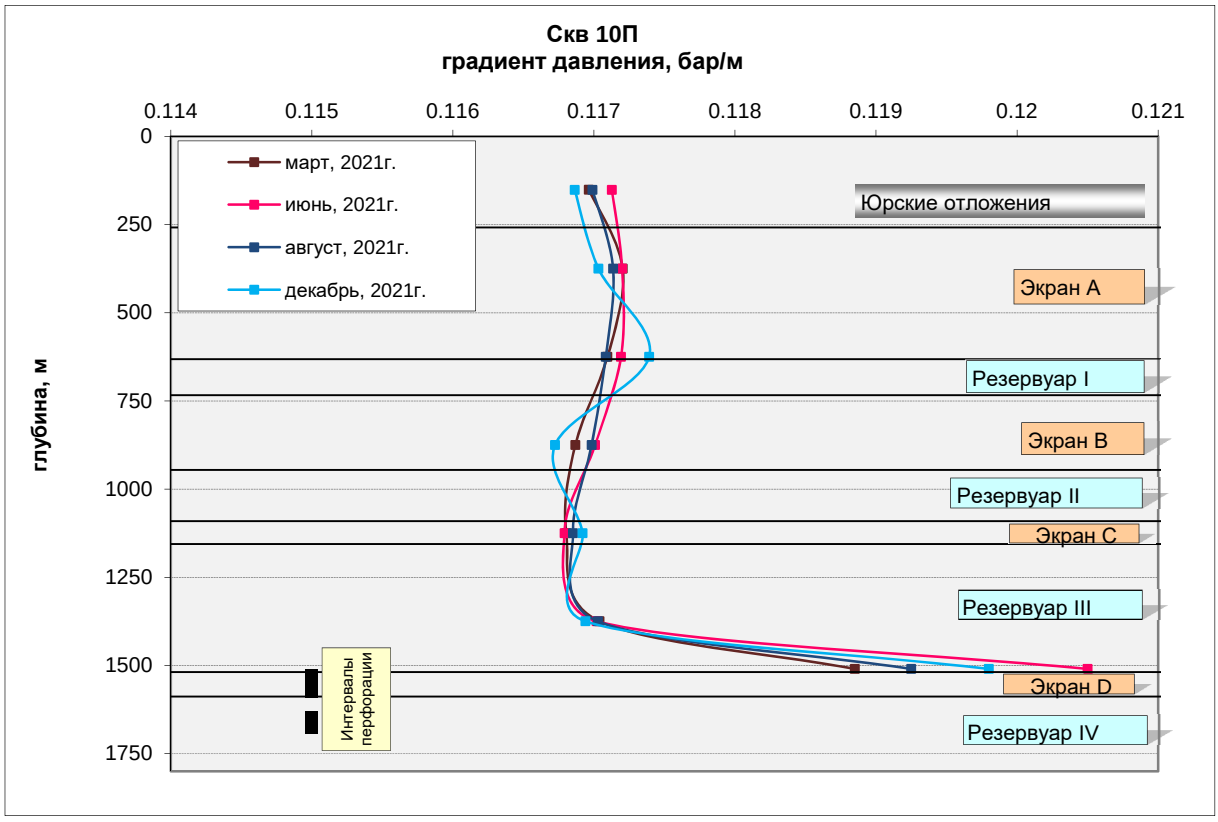


Рисунок 4.5.1.35. График изменения градиента давления с глубиной по наблюдательной скважине 10-П (2021 г.)

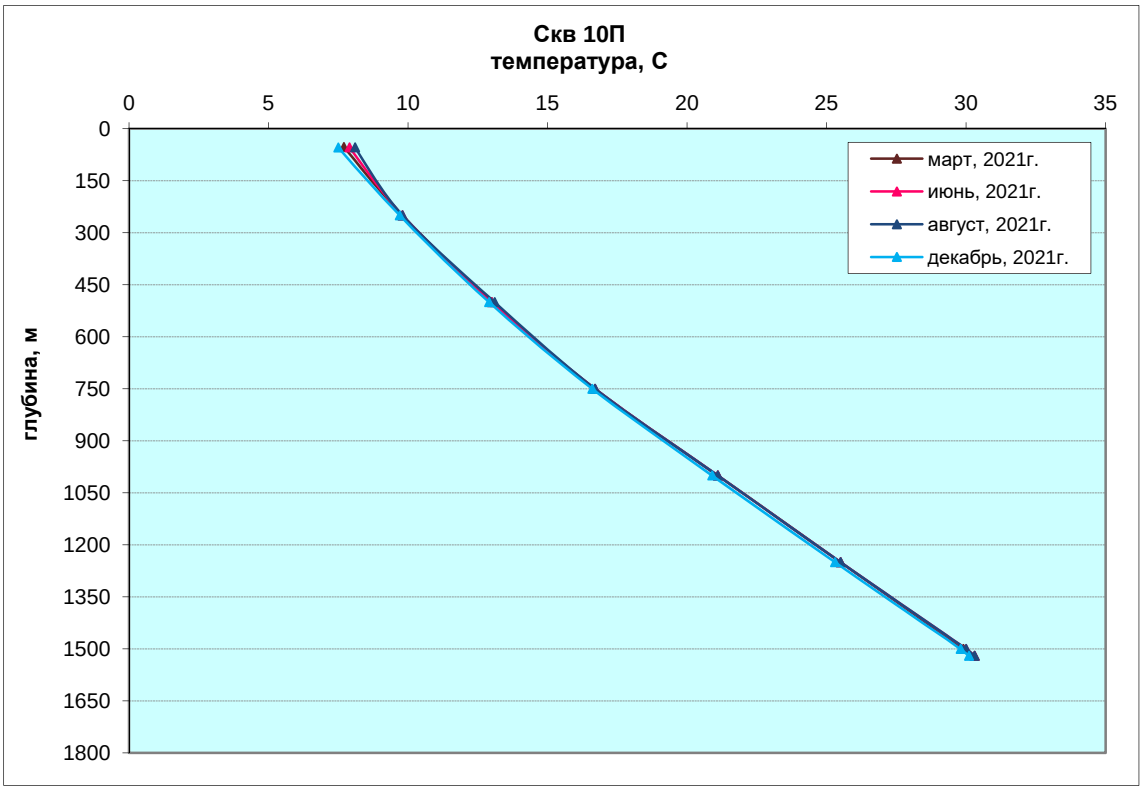


Рисунок 4.5.1.36. График изменения температуры с глубиной по наблюдательной скважине 10-П (2021 г.)

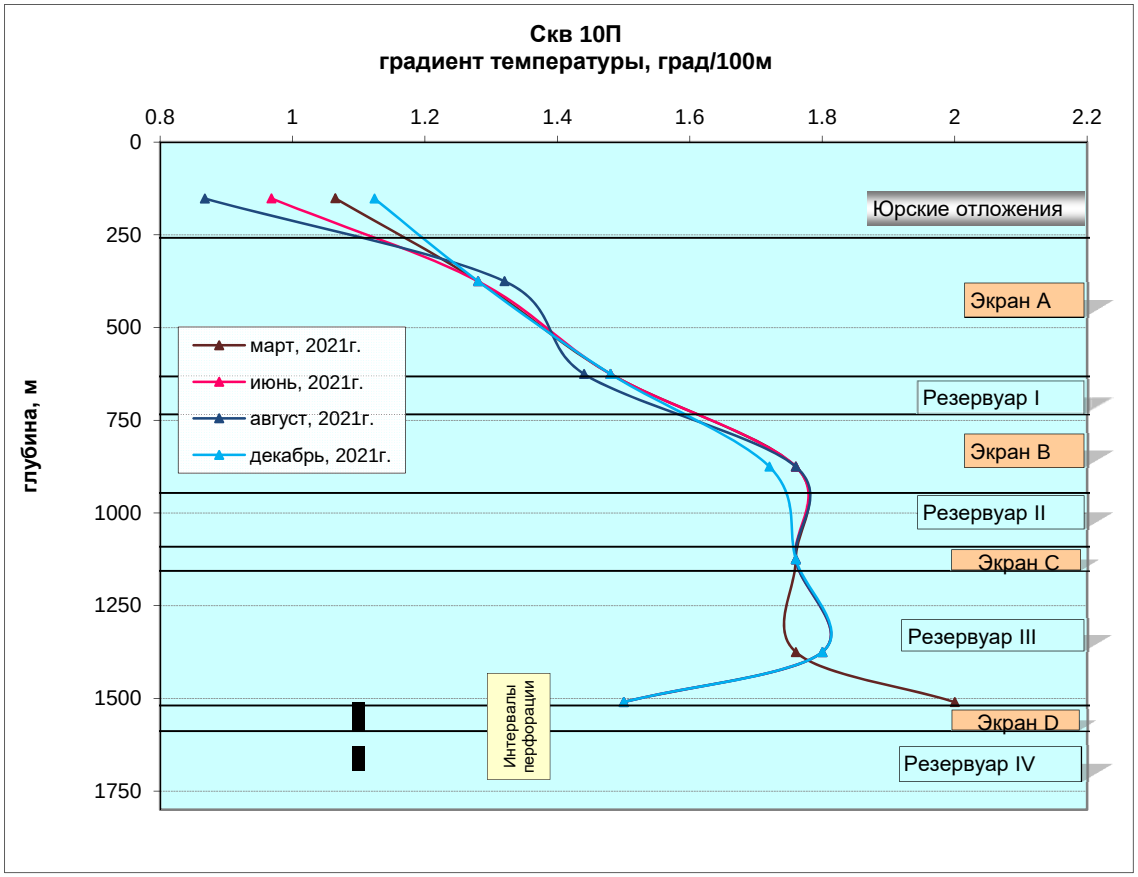


Рисунок 4.5.1.37. График изменения градиента температуры с глубиной по наблюдательной скважине 10-П (2021 г.)

Графики градиентов температур в нашем случае состоят из двух участков. Первый участок – это резкое увеличение градиента температуры до 1,8-2,0 град/100 м в основном до подошвы экрана В, а затем рост градиента прекращается или он уменьшается до 1,6 град/100 м и менее, то есть темп роста температуры резко снижается. Характер кривой градиента температуры наблюдательных скважин никак не зависит от факта охлаждения подземных вод в непосредственной близости от нагнетательной скважины.

Изменение градиента температуры с глубиной, как говорилось выше, свидетельствует о различной теплопроводности отдельных интервалов, следовательно, и условия теплообмена отдельных интервалов толщи, что, в свою очередь, обусловлено различными литологическими особенностями геолого-гидрогеологического разреза.

4.5.1.2.2. Характеристика химического состава подземных вод в условиях эксплуатации Полигона №1

До 2013 г. на Полигоне №1 эксплуатировалась только одна нагнетательная скважин РП-1, перфорированная на татарский горизонт. С 2013 г. в систему нагнетания была введена скважина РП-3, перфорированная на триас. Схема наблюдательной сети приведена на рис. 2.5.2.2, Раздел 2.5.

В 2017 г. исследованиями профиля приемистости скважины РП-1 было установлено, что сточные воды, закачиваемые в татарский горизонт этой скважины, на самом деле практически полностью (96%) попадают в триасовый горизонт по неизолированному интервалу перфорации в этом горизонте. В связи с этим в наблюдательной скважине РП-2 (расположенной в 195 м от скважины РП-1), перфорированной на триасовый горизонт, начиная с 2011-2012 гг. отмечалось снижение минерализации примерно на 10 г/дм^3, что свидетельствовало о достижении фронта сточных вод этой скважины [45] (рис. 4.5.1.38). Позже уже в 2017 г. в скважине РП-2 (рис. 4.5.1.38) было зафиксировано резкое падение минерализации подземных вод до 175 г/дм^3, а также отмечался факт резкого повышения содержания метанола до 805,3 мг/дм^3 (устьевая проба) и до 778,67 мг/дм^3 (контрольная проба с глубины 1284 м) в феврале 2017 года [45, 57, 79]. С мая 2018 года, скважина РП-2 переоборудована для наблюдения за вышележащим Резервуаром I, поэтому далее наблюдения за Резервуаром III по скважине РП-2 были прекращены). Исходя из выше сказанного можно отметить, что сточные воды от нагнетательной скважины РП-1 до наблюдательной скважины РП-2 однозначно дошли к 2017 г. (рис. 4.5.1.39).

Следующая наблюдательная скважина, приближенная к области нагнетания, является скважина 2, которая находится в 400 м от нагнетательной скважины РП-1. Согласно рис. 4.5.1.39 снижение минерализации в этой скважине не отмечается, тем более при таких объемах закачки, какие отмечаются на Полигоне №1 (на порядок меньше, чем на Полигоне №2. Скачок минерализации на рис. 4.5.1.39 в 2017 г. отмечается по причине замены лаборатории, об этом уже говорилось выше.

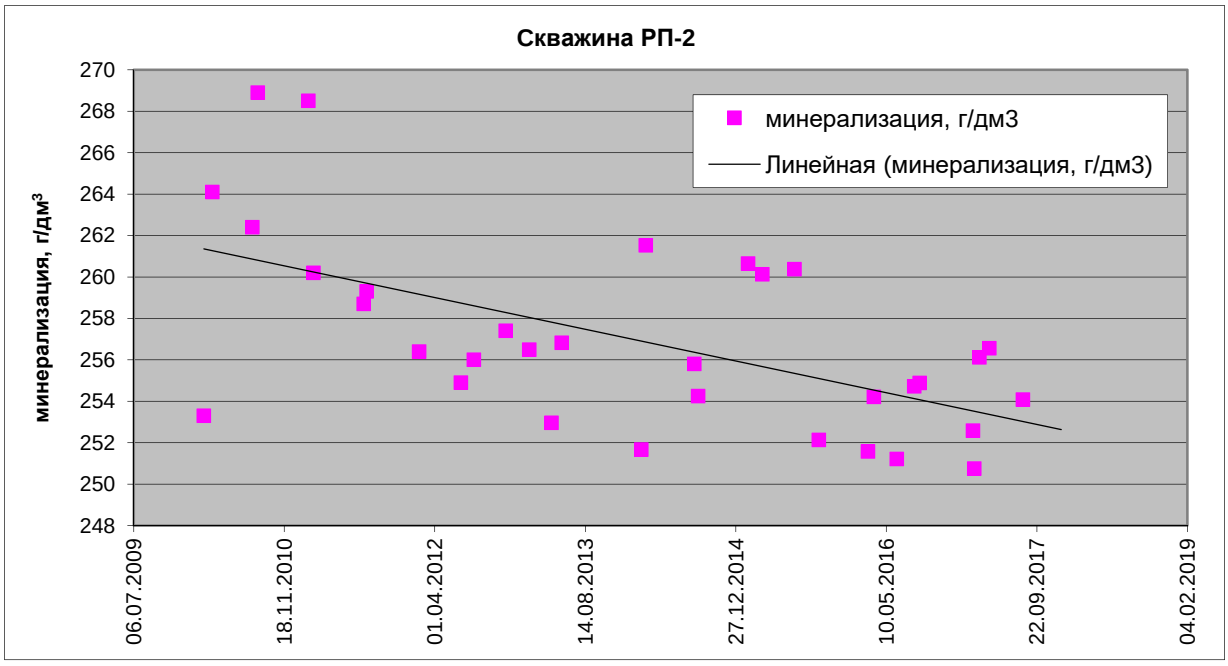


Рисунок 4.5.1.38. Изменение минерализации подземных вод по скважине РП-2

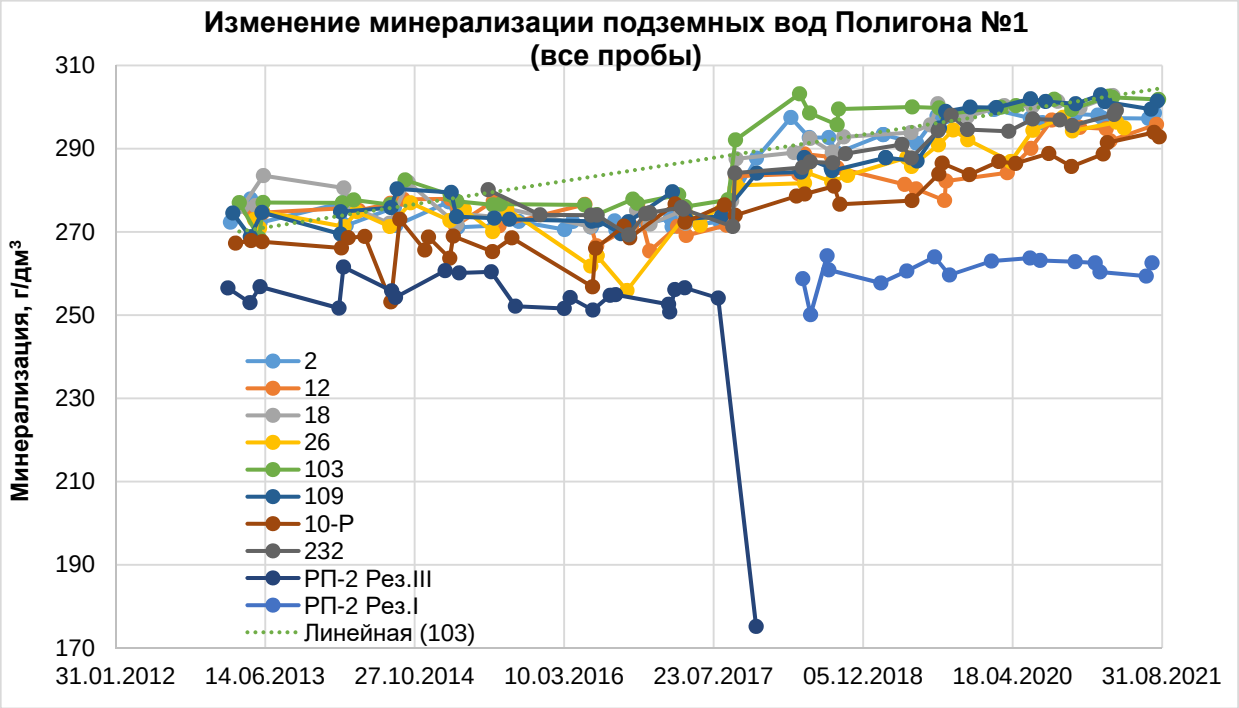


Рисунок 4.5.1.39. Минерализация подземных вод различных горизонтов Полигона №1

Постоянство минерализации подземных вод в остальных наблюдательных скважинах 10-П, 12, 109, 103, 18, 232, 26 (рис. 4.5.1.39), расположенных за пределами немногим более 500 м, обосновывается отсутствием влияния закачки на этих расстояниях. Незначительные колебания минерализации от времени во всех скважинах объясняются тем, что каждый раз в водопритоке воды в скважину участвуют различные водоносные пропластки в пределах интервалов перфорации. До этих скважин, согласно моделированию [84], сточные воды не дойдут даже к 2038 году. На рис. 4.5.1.40 показана дальность продвижения фронта сточных вод на конец срока эксплуатации полигона.

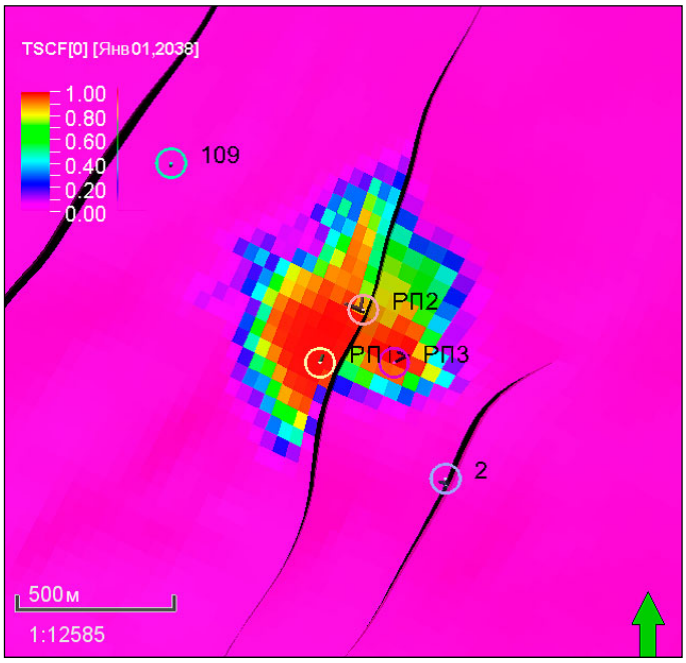
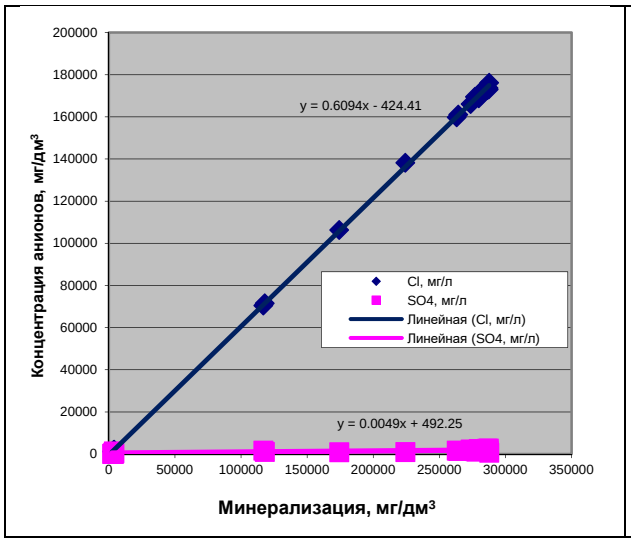


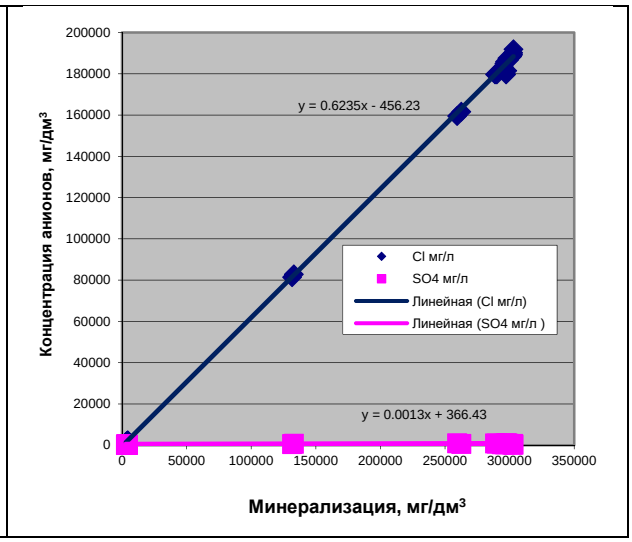
Рисунок 4.5.1.40. Прогноз перемещения сточных вод по водоносному горизонту (по состоянию на 01.01.2038 г.) [84]

Формирование химического состава подземных вод в районе наблюдательных скважин Полигона №1 (рис. 2.5.2.2 раздел 2.5), расположенных от области нагнетания на значительном расстоянии, обусловлено исключительно естественными условиями, независящими от закачки. Рисунок 4.5.1.31, демонстрирует соотношение компонентов макросостава и минерализации, и показывает стабильность и неизменность макросостава в период сначала наблюдений, то есть с 2009 по 2021 год, что говорит об отсутствии влияния закачки на общий химический состав подземных вод в местах расположения удаленных наблюдательных скважин и не достижении этих скважин фронтом сточных вод. Это подтверждается практической неизменностью угловых коэффициентов прямых, приведенных на графиках, демонстрирующих количественные величины тех или иных макрокомпонентов подземных вод по состоянию на 2009 год в сравнении с 2021 годом.

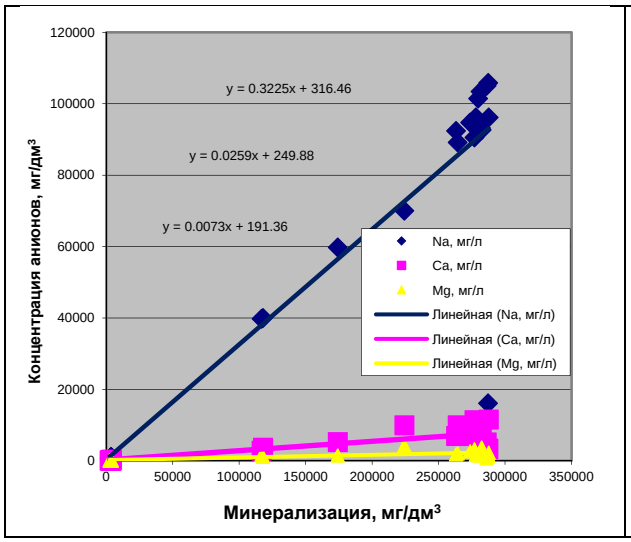
Что касается динамики изменения микрокомпонентного состава (литий, стронций, свинец, медь, цинк, марганец, серебро, кадмий, железо, бор) подземных вод от минерализации (рис. 4.5.1.42) эксплуатируемых глубоких водоносных горизонтов во времени (2009 г. – 2021 г.), то результаты многолетних режимных наблюдений показывают незначительные колебания их содержания, что также подтверждается рис. 4.5.1.43 – графиками изменения микрокомпонетного состава от времени. Тренды изменения микрокомпонетного состава от времени, приведенные на рисунке 4.5.1.43, являются трендами ложными и обусловлены, как уже говорилось при характеристике химического состава подземных вод участка Полигона №2, сменой лаборатории и, как следствие, другой точностью измерения содержания компонентов. Поэтому проведение многолетнего сравнительного анализа не представляется возможным. С 2018 года ниже предела обнаружения фиксируются в пробах серебро, медь, кадмий; свинец уменьшился на 2 порядка; литий на порядок, цинк в два раза. В скважинах наблюдается снижение бора, незначительные колебания в ту или иную сторону марганца. Рост содержания железа в подземной воде в некоторых скважинах обусловлен окислением металла обсадных труб, так же наблюдается с 2018 года рост лития, по некоторым скважинам стронция, меди и свинца. В целом состав подземных вод глубоких горизонтов на расстояниях расположения наблюдательных скважин относительно постоянен, если анализировать отдельно результаты обеих лабораторий.



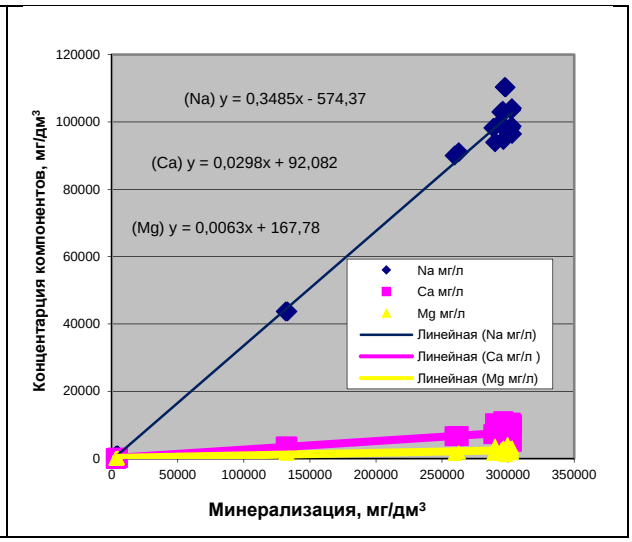
2009 г.



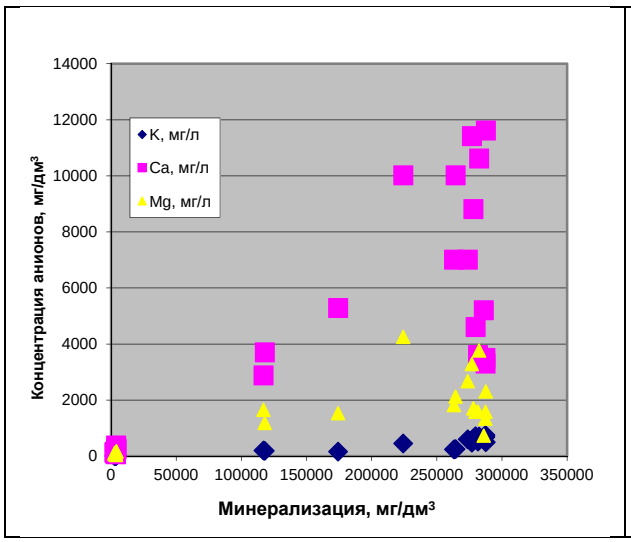
2021 г.



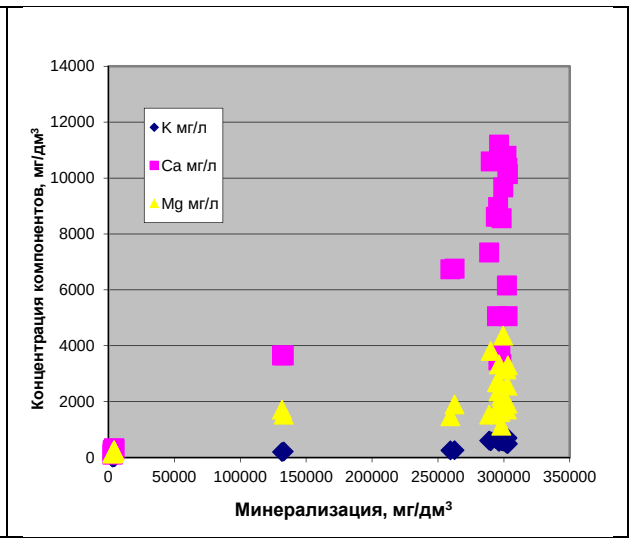
2009 г.



2021 г.

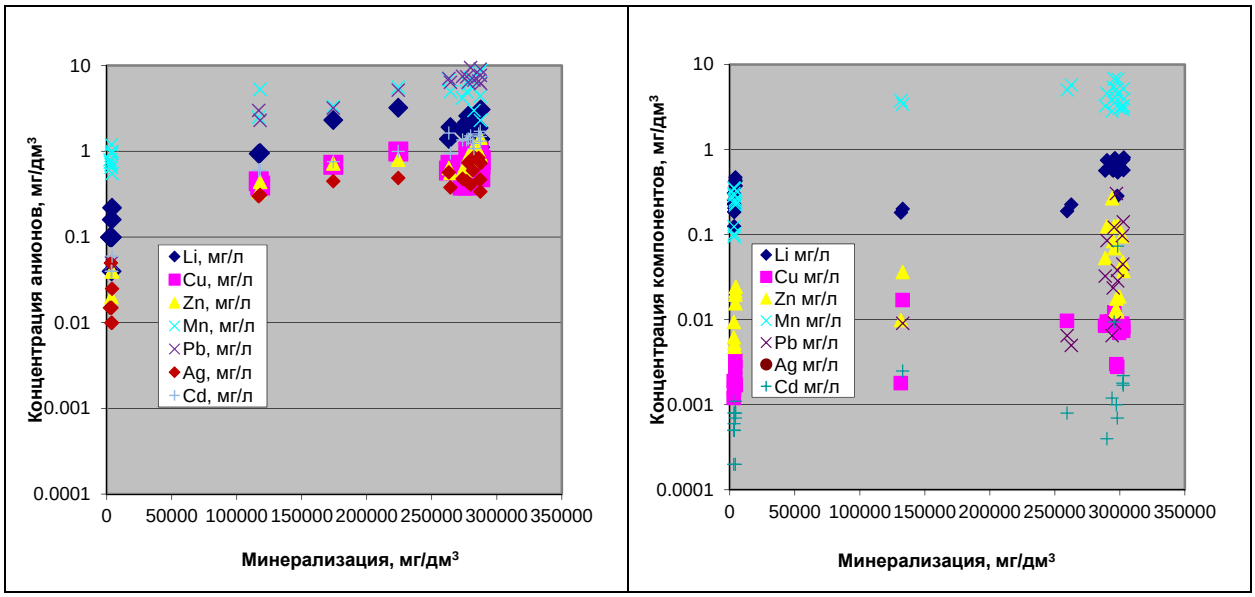


2009 г.



2021 г.

Рисунок 4.5.1.41. Сопоставление содержания анионов и катионов в подземных водах по состоянию на 2009 и на 2021 гг. в зависимости от минерализации подземных вод по результатам замеров в наблюдательных скважинах



2009 г. 2021 г.

Рисунок 4.5.1.42. Сопоставление содержания микрокомпонентов в подземных водах по состоянию на 2009 и 2021 гг. в зависимости от минерализации подземных вод по результатам замеров в наблюдательных скважинах

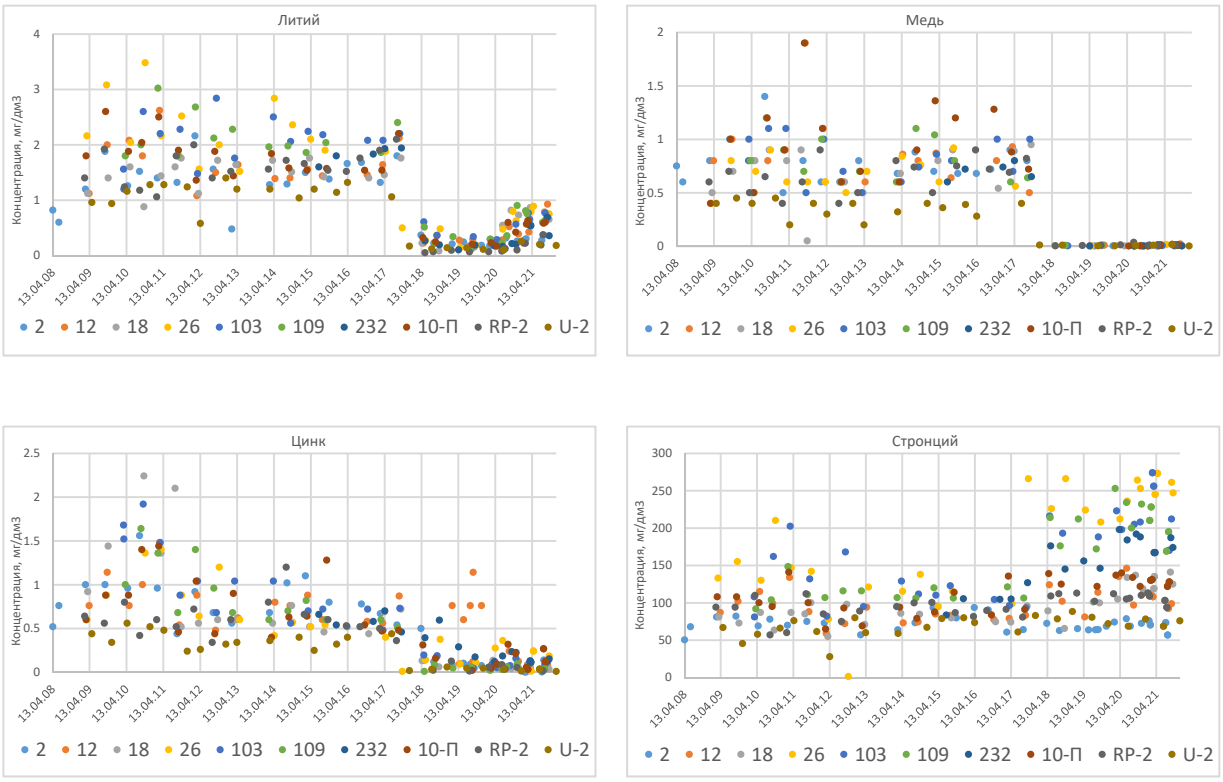


Рисунок 4.5.1.43. Динамика изменения микрокомпонентов (литий, стронций, медь, цинк, свинец, кадмий, железо, серебро, бор) в подземных водах глубоких горизонтов

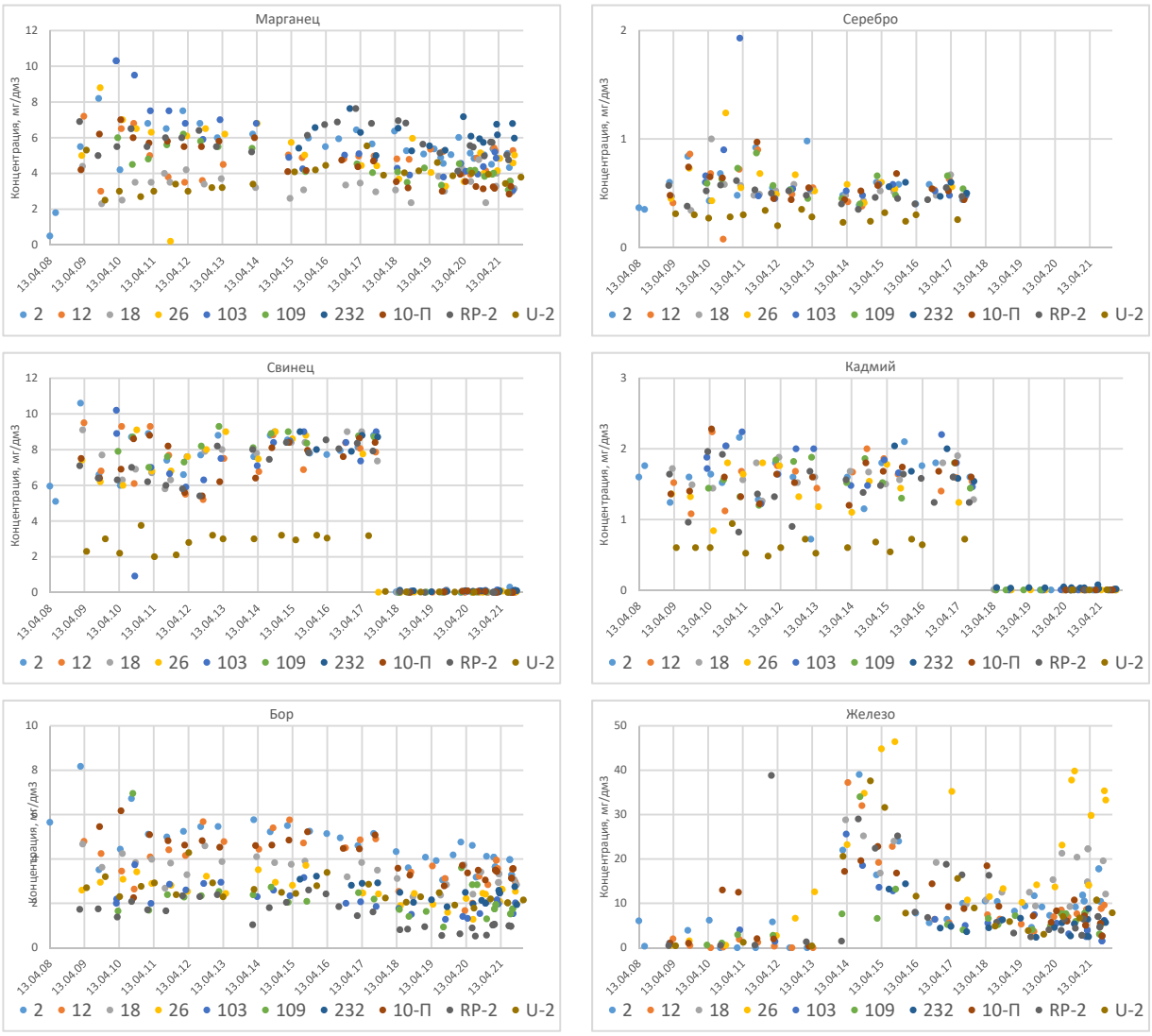


Рисунок 4.5.1.43 (продолжение рисунка). Динамика изменения микрокомпонентов (литий, стронций, медь, цинк, свинец, кадмий, железо, серебро, бор) в подземных водах глубоких горизонтов

Наиболее характерными загрязняющими веществами в сточных водах являются нефтепродукты, они же являются основными загрязнителями подземных вод.

Содержание ***нефтепродуктов*** в триасовом водоносном горизонте в скважинах Полигона №1 в 2021 году составляло 0,4-0,57 мг/дм^3, при среднем значении 0,48 мг/дм^3 (рис. 4.5.1.44).

В подземных водах верхнего водоносного горизонта содержание нефтепродуктов составляет 0,4-0,49 мг/дм^3, среднее 0,46 мг/дм^3 (рис. 4.5.1.45).

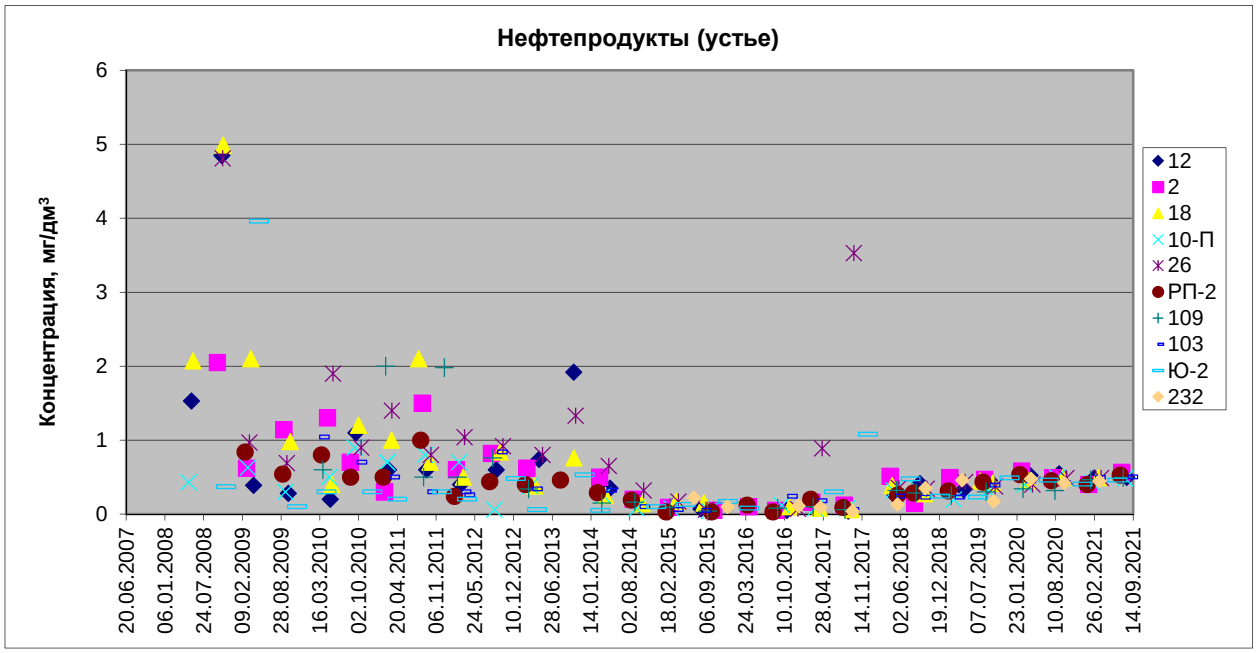


Рисунок 4.5.1.44. Содержание нефтепродуктов в наблюдательных скважинах глубоких горизонтов

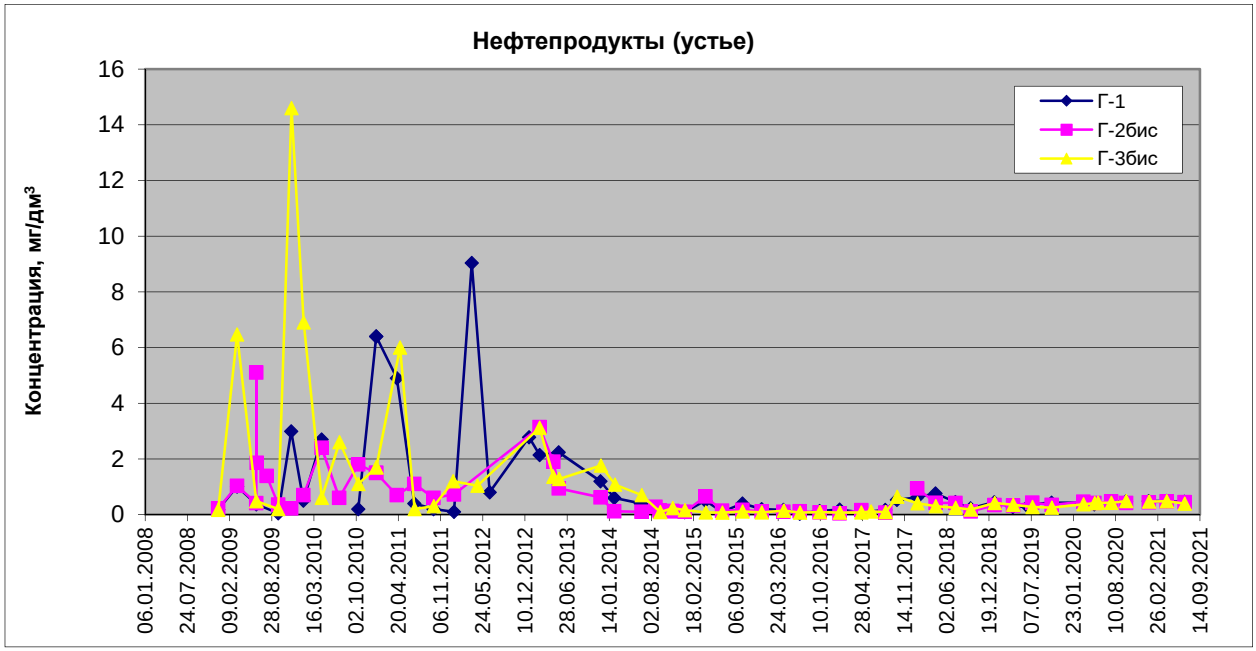


Рисунок 4.5.1.45. Содержание нефтепродуктов в наблюдательных скважинах неоген-четвертичного горизонта

Дальность распространения нефтепродуктов, попавших в подземные воды со сточными водами на Полигоне №1, составляет порядка нескольких сот метров от области нагнетания.

Обнаружение нефтепродуктов в составе подземных вод всех удаленных скважин обусловлено наличием углеводородов естественного происхождения, а также нефтепродуктов, попавших в ствол скважины в результате проведения технического обслуживания задвижек фонтанной арматуры. В 2018-2021 гг. смазка в отобранных из скважин пробах не была обнаружена, хотя ранее в более чем половине отобранных проб на Полигоне №1 отмечалось наличие смазки в пределах 0,2-11% от общего количества нефтепродуктов.

Кроме нефтепродуктов на Полигоне №1 ведутся наблюдения за содержанием ***метанола*** (рис. 4.5.1.46), наличие которого в подземных водах, помимо стоков (которые поступали с УКПГ-3 до января 2021 года) обусловлено историческими причинами (так, метанол в сточных водах, закачиваемых в нагнетательные скважины Полигона №2 до 2021 года отсутствует, но в наблюдательных скважинах полигона он фиксируется). То есть к началу наблюдений за этим параметром в районе полигона во всех водоносных комплексах гидрогеологического разреза района газоконденсатного месторождения уже сложилось какое-то его фоновое содержание, о чем свидетельствует его повсеместное присутствие во всех горизонтах от пермского до неоген-четвертичного. Загрязнение подземных вод метанолом в удалении от области нагнетания происходило еще в период бурения, консервации и ремонта разведочных и эксплуатационных скважин в ранние периоды эксплуатации месторождения, когда метанол и различные смеси с присутствием метанола широко использовались при ремонтно-профилактических работах.

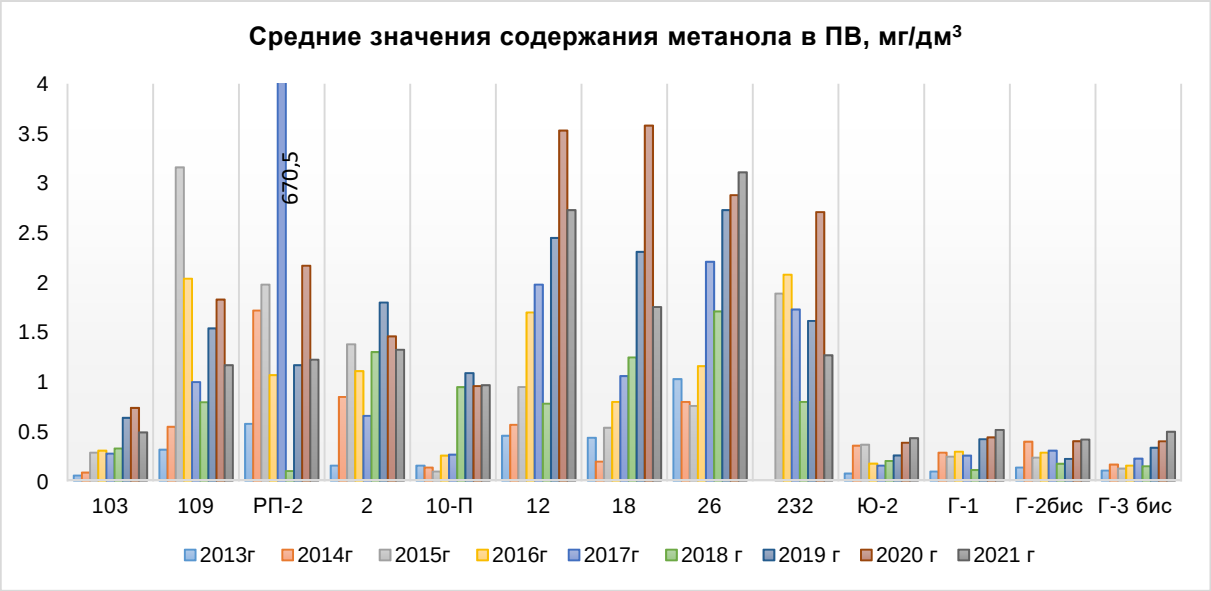


Рисунок 4.5.1.46. Содержание метанола в наблюдательных скважинах

То есть, содержание метанола в наблюдательных скважинах Полигона №1 связано не с его привносом из области нагнетания и распространением по водоносному горизонту в результате закачки, особенно в удаленных наблюдательных скважинах и скважинах на верхние горизонты, а обусловлены историческими причинами. Содержание метанола в подземных водах пермско-триасового горизонта относительно стабильно и в 2021 году остается на уровне 0,45-3,76 мг/дм^3, в юрском горизонте 0,42-0,46 мг/дм^3, в неоген четвертичном горизонте 0,38-0,57 мг/дм^3 (рис. 4.5.1.46). В 2017 году в скважине РП-2 среднее значение метанола, составило 670,5 мг/дм^3, но в данном случае эта цифра характеризует достижение стоками данной скважины и больше показывает концентрацию метанола в стоках, а не отражает реальное содержание метанола в подземных водах триасового горизонта.

Итак, анализ химического состояния подземных вод участка Полигона №1 показывает, что сточные воды распространились на первые сотни метров. В удаленных наблюдательных скважинах, расположенных на 400 и более м, сточные воды не фиксируются. Если гидродинамическое воздействие закачки (рост пластовых давлений, подъем уровня подземных вод) на подземные воды обнаруживается на расстоянии более 1000 м, химический состав подземных вод в районе этих скважин формируется исключительно за счет естественных факторов.

4.5.2. Оценка воздействия закачки промсточных вод на подземные воды на перспективу (2023-2037 гг.)

Настоящим Дополнением №3 предлагаются технические мероприятия, направленные на увеличение потенциала нагнетательных скважин, что достигается увеличением интервалов перфорации, увеличением приемистости некоторых перфорированных интервалов посредством гидроразрыва пласта, а также при необходимости намечено переведение добывающей скважины, выведенной из эксплуатации, в нагнетательный фонд или бурение новой нагнетательной скважины. В предыдущем разделе были рассмотрены эти мероприятия с точки зрения воздействия реализации их на геологические условия участка Полигона №2. Отмечалось изменение, термобарических, температурных, геохимических условий, изменение структуры, плотности прискважинных пород непосредственно при проведении этих работ или при дальнейшей эксплуатации скважин. Все эти изменения не существенны с точки зрения их воздействия на экологическую систему, учитывая большие глубины, не считая воздействия собственно на подземные воды. Подземные воды, как динамическая составляющая геологической среды весьма подвержены любому внедрению тех или иных факторов в эту сложную геолого-гидрогеологическую систему особенно при условии их долговременности. Ниже рассмотрено воздействие объектов намечаемой деятельности на гидрогеологическую составляющую.

4.5.2.1. Проведение КРС на скважинах с целью их дополнительного перфорирования с последующей стимуляцией гидравлическим разрывом пласта (ГРП)

Проектом рассматривается возможность улучшения приемистости нагнетательных скважин за счет проведения гидроразрыва в новых перфорированных интервалах с применением проппанта. При закачке в скважину рабочей жидкости с высокой скоростью на забое создается высокое давление, приводящее к формированию трещины. Как только развитие трещины началось, в жидкость добавляется расклинивающий материал – проппант или песок, переносимый жидкостью в трещину. Далее прокачивают в скважину продавочную жидкость при максимальных давлениях. Сеть созданных трещин, удерживаемых проппантом, улучшает гидравлическую проводимость породы пласта и, как следствие, увеличивает приемистость нагнетательной скважины

В разделе 4.4 (Воздействие на геологию) приведен механизм образования трещин гидроразрыва и возможные положительные изменения проницаемости отложений, что позволит с лучшим эффектом закачивать промсточные воды в перспективные пласты. В разделе сказано, что при средней проницаемости отложений в 350 мД с помощью гидроразрыва этот параметр можно увеличить примерно в пять раз, то есть фильтрационные свойства пласта будут значительно увеличены. Из практики проведения гидроразрывов известно, что гидроразрыв значительно повышает продолжительность эффекта/результативности закачки по сравнению с продолжительностью эффекта кислотной обработки. Однако, вовремя гидроразрыва в пласт закачивается жидкость разрыва, жидкость проппантоноситель и жидкость задавливания/продавливания. Все они, конечно же, привносят в пласт инородные загрязняющие вещества. Но поскольку закачка изначально предполагает захоронение в пласт большого количества сторонних веществ, то факт загрязнения пласта жидкостями, применяемыми при гидроразрыве, здесь не рассматривается. Тем не менее на подземные воды эксплуатируемого пласта будет оказано воздействие - будет увеличено поглощение сточных вод водоносным горизонтом поскольку пористость отложений области гидроразрыва будет значительно увеличена. При этом ареол распространения закачанных сточных вод будет более локализован за счет увеличения пористости и трещиноватости вмещающих пород, нежели это будет при обычном нагнетании (без гидроразрыва). В разделе 4.4 уже определена интенсивность воздействия

гидроразрыва на геологическую среду, подземные воды являются ее составляющей. Технологии гидроразрыва на участке Полигона №2 посредством проведения мини-ГРП в скважинах РП-4 и РП-5 уже в достаточной степени была отработана [85]. А потому гидроразрывы в скважинах РП-6 и РП-7 будут реализованы таким образом, чтобы не было вывода трещин разрыва за пределы нагнетаемого пласта (см. раздел 4.4).

Гидравлический разрыв пласта может повлиять на качество подземных вод верхнего водоносного горизонта на площадке ГРП из-за случайных разливов жидкости, содержащей химикаты. Необходимо добиваться исключения таких ситуаций во избежание воздействия разливов на почво-грунты и подземные воды верхнего горизонты.

Возвращаясь к результатам уже проведенных гидроразрывов в последние годы на скважинах РП-4 и РП-5 Полигона №2, то можно отметить, что в результате гидроразрыва в резервуаре II скважины РП-4 с применением проппанта (2 интервала) коэффициент приемистости успешно доведен до ~20 м^3/сут/бар, а посредством гидроразрыва в скважине РП-5 (резервуар II) и последующей обработкой 20% соляной кислотой + 10% Mutual растворителем $К_П$ увеличился с до 35 м^3/сут/бар. Далее была проведена кислотная обработка с применением фтористо-водородной кислоты, и $К_П$ увеличился уже с 35 до ~170 м^3/сут/бар. Такой эффект гидроразрыва явно очевиден. Гидроразрыв в значительной степени повышает потенциал/приемистость нагнетательных скважин и оттягивает момент необходимости бурения новой нагнетательной скважины для достижения производственных целей, что имеет ***значительный положительный эффект*** не только с экономической, но и с экологической точки зрения.

В критериях принятой оценки воздействие на подземные воды от проведения гидроразрыва выглядит следующим образом:

- Пространственный масштаб воздействия – ***локальный*** (1 балл);
- Временной масштаб воздействия – ***кратковременный*** (1 балл);
- Интенсивность воздействия – ***незначительная*** (1 балл);
- Значимость воздействия – ***низкая*** (1 балла).

4.5.2.2. Строительство нагнетательной скважины

При строительстве скважин, при проведении КРС на них факторы воздействия на подземные воды можно разделить на две группы: факторы воздействия на верхние водоносные горизонты и факторы воздействия на глубоко залегающие горизонты.

При строительстве глубокой скважины основными источниками загрязнения почвогрунтов, которые в свою очередь могут стать потенциальными источниками загрязнения подземных вод верхнего водоносного горизонта являются:

при бурении скважин:

- блок приготовления и химической обработки бурового и цементного растворов (гидроциклон, вибросит);
- циркуляционная система;
- насосный блок (охлаждение штоков насосов, дизелей);
- устье скважины;
- запасные емкости для хранения промывочной жидкости;
- вышечный блок (обмыв инструмента, явление сифона при подъеме инструмента);
- отходы бурения (шлам, сточные воды, буровой раствор);
- емкости горюче-смазочных материалов;

- двигатели внутреннего сгорания;
- котельные;
- химические вещества, используемые для приготовления буровых и тампонажных растворов;
- топливо и смазочные материалы;
- хозяйственно-бытовые сточные воды;
- твердые бытовые отходы;

при испытании скважины:

- межкомплексные перетоки по затрубному пространству и нарушенным обсадным колоннам;
- фонтанная арматура;
- продувочные отводы;
- минерализованные пластовые воды;
- продукты аварийных выбросов скважин (пластовые флюиды, тампонажные смеси).

Наиболее опасными для почвогрунтов и первого от поверхности водоносного горизонта является буровой раствор, отработанный буровой раствор, буровой шлам, буровые сточные воды. В составе отработанного бурового раствора, бурового шлама, буровых сточных вод обычно отмечается повышенное содержание органических веществ всех классов, в т.ч. нефти и нефтепродуктов, растворимых солей, мелкодисперсных и коллоидных фракций, большое количество тяжелых металлов.

Для предупреждения осложнений, связанных с целостностью ствола скважины, по опыту прошлых лет могут быть предусмотрены два типа бурового раствора:

Вариант I – раствор на углеводородной основе

Для приготовления и обработки раствора на углеводородной основе используются следующие реагенты:

- в качестве углеводородной основы использовать Lamix 30 (базовое масло) (дисперсионная фаза) – 75%;
- водный раствор CaCl2 (дисперсная среда) – 25%;
- GELTONE II (органофильная глина) – структурообразователь и регулятор вязкости;
- CaCl2 – минерализатор водной фазы;
- Lime (известь) – обеспечивает щелочность раствора и поглотитель CO_2;
- INVERMUL NT – первичный эмульгатор;
- EZ MUL NT – эмульгатор;
- DURATONE HT – обеспечивает контроль фильтрации;
- BARABLOK – улучшает контроль фильтрации;
- RM 63 – структурообразователь (использовать при необходимости);
- CaCO3– для обеспечения необходимой плотности раствора.

Вариант II – полимерный ингибированный буровой раствор

Для приготовления и обработки ингибированного полимерного раствора предусматриваются следующие реагенты:

- KCl – ингибитор глин и аргиллитов (содержание KCl в фильтрате бурового раствора должно быть не менее 5%);
- DEXTRID – вводится для снижения фильтрации
- Для предотвращения сальникообразования использовать CONDET;
- KOH – для поддержания pH раствора;
- Na2CO3 для снижения жесткости;
- EZ MUD DP – полимер-флокулянт;
- BARACARB – для обеспечения необходимой плотности бурового раствора.
- Drispac SL – понизитель фильтрации;
- Soltex и GEM GP – ингибиторы глин и глинистых сланцев.

Многие из них являются токсичными и попадание в грунты крайне нежелательно. Современные буровые комплексы весьма тщательно оборудованы необходимыми приспособлениями, не позволяющими попаданию этих компонентов в окружающую среду. В случае возникновения проблем, связанных с целостностью ствола скважин может быть увеличено содержание KCl в фильтрате бурового раствора, если осложнения продолжаются (осыпи, сужения ствола скважины) рассмотреть вопрос об увеличении плотности полимерного ингибированного бурового раствора, не вызывая при этом поглощений.

В случае возникновения поглощений в надпродуктивной толще рекомендуется вводить комбинированные наполнители типа BARASEAL (комбинация гранул, хлопьев и волокон), в коллекторах в раствор рекомендуется вводить наполнители, такие как BARACARB 50-150.

Для регулирования щелочности вводить каустическую соду. Удельный вес раствора поддерживать в пределах, определяемых состоянием ствола скважины. Пластическая вязкость должна поддерживаться на низком уровне путем контроля за содержанием твердой фазы.

Для того, чтобы следить за содержанием твердой фракции в буровом растворе, циркуляционная система буровой установки должна быть оснащена оборудованием для очистки и регулирования содержания твердой фазы, таким как вибрационные сита, гидроциклонные песко-илоотделители, центрифуги.

Наиболее сильным потенциальным загрязнителей почво-грунтов и подземных вод верхнего водоносного комплекса могут быть буровые сточные воды. Основными точками водопользования и водоотведения на буровой являются насосная группа, дизельный блок, рабочая площадка буровой вышки, блок очистки буровых растворов, циркуляционная система, блок приготовления реагентов, блок емкостей с запасным буровым раствором. Указанные места являются источником образования и загрязнения буровых сточных вод. Буровые сточные воды представляют собой многокомпонентные устойчивые суспензии, содержащие нефть и нефтепродукты, минеральные и органические вещества, находящиеся в них в виде взвесей в растворенном и коллоидном состоянии. В растворенном виде в них присутствуют минеральные соли натрия, калия, кальция, магния и растворенные в воде химреагенты. Основными загрязнителями буровых сточных вод являются взвешенные частицы, 80 % которых имеют размеры 2 мкм. Устойчивость последних дополнительно усиливается химреагентами, стабилизирующими водоглинистые суспензии. Таким образом, представленный состав буровых сточных вод свидетельствует о довольно высоком уровне их загрязненности и требует принятия специальных мер, исключающих загрязнения ими объектов среды.

Пластовые воды, полученные при опробовании скважин, могут содержать не только растворенные, но и малорастворимые минералы (силикаты, алюмосиликаты, ферросиликаты и т.д.). Основные минеральные вещества, входящие в состав пластовых вод, представлены солями натрия, калия, кальция, магния, а основными солями пластовых вод являются хлориды и карбонаты щелочных и щелочноземельных металлов, а также углеводороды сырой нефти. Попутная пластовая вода высокоминерализованная (для подземных вод триаса в пределах месторождения характерна минерализация до 230-260 г/л). Извлекаемые при опробовании пластовые воды утилизируются/вывозятся, что является основанием для суждения об отсутствии воздействия этих вод на верхние интервалы земли.

Все эти вопросы более подробно будут рассмотрены в техническом проекте на строительство скважины. Также техническим проектом будет предусмотрен необходимый комплекс мероприятий, исключающих осложнения при бурении скважин и, тем самым, исключающих попадание и проникновение буровых растворов, отработанных буровых растворов, извлекаемых при опробовании вод и т.д. в почво-грунты и далее в подземные воды верхнего горизонта.

К первым факторам могут быть отнесены различного рода утечки, которые, фильтруясь через зону аэрации, могут в принципе доставить загрязнения в верхний водоносный горизонт. Поскольку верхним горизонтом в районе обоих полигонов является горизонт слабопроницаемых локально-слабоводоносных нижне-среднечетвертичных делювиальных отложений мощностью порядка 10 м, а по результатам бурения наблюдательных скважин Г-4 и Г-5 разрез этих отложений в районе нагнетательных скважин полигона представлен преимущественно глинами, то есть защищенность горизонта высокая, поэтому говорить о загрязнении подземных вод верхнего горизонта при бурении не имеет основания, тем более что площадка под буровое оборудование покрывается бетонными плитами, а бурение будет безамбарным.

Ко вторым факторам относятся факторы воздействия на глубокие водоносные горизонты. К этим факторам могут быть отнесены нарушения сплошности водоносного горизонта, обусловленные затрубным перетеканием при отсутствии соответствующей цементации заколонного пространства. Но такая ситуация относится к разряду аварийных.

В штатном режиме производства буровых работ перетоки между водоносными горизонтами исключены, поскольку будет обеспечена надежная изоляция и разобщение водоносных горизонтов при высоком качестве цементирования (заглубление башмака эксплуатационной колонны в водонепроницаемые породы и их цементирование на всю длину, что позволяет достичь надежной герметизации ствола скважины с целью разобщения водоносных горизонтов). Качественная цементация является залогом отсутствия заколонных перетоков, что, в сочетании с наличием в кровле эксплуатационного горизонта выдержанного водоупора, делает невозможным проникновение промстоков даже в буферный горизонт, не говоря уже о вышележащих объектах.

Современные буровые растворы, промывочные жидкости являются сложными по химическому составу. Проникновение их при бурении в стенки скважины естественно не может не загрязнять прискважинное пространство. Однако дальность проникновения этих растворов незначительна, не предвидятся значительные поглощения, а потому рассматривать такой фактор воздействия как источник загрязнения подземных вод вряд ли имеет основание.

На завершающем этапе строительства скважины производится испытание перспективных интервалов. Испытание характеризуется кратковременным изменением гидродинамических характеристик пласта, которые после проведения испытания возвращаются в исходное состояние.

Таким образом, строительство нагнетательных и наблюдательных скважин, проведение КРС сопряжено с пребыванием/применением на буровых площадках больших объемов потенциально опасных веществ для верхнего горизонта. При должном соблюдении мер, предусматривающих исключение попадания этих веществ/реагентов на поверхность земли, проведение планируемых работ не скажется на состоянии подземных вод.

Воздействие намечаемых работ по ***строительству скважин и проведению КРС*** на скважинах на подземные воды в критериях оценки выглядит следующим образом:

Для верхнего водоносного горизонта:

- пространственный масштаб воздействия – *локальный (*1 балл);
- временной масштаб – *кратковременный* (1 балл);
- интенсивность воздействия – *незначительная* (1 балл).
- интегральная оценка выражается 1 балл – воздействие ***низкое***.

Для глубоких горизонтов:

- пространственный масштаб воздействия – *локальный (*1 балл);
- временной масштаб – *кратковременный* (1 балл);
- интенсивность воздействия – *незначительная* (1 балл).
- интегральная оценка выражается 1 балл – воздействие ***низкое***.

Выше приведена оценка воздействия намечаемых проектом работ, а также дальнейшей эксплуатации полигонов на подземные воды, то есть приведены возможные изменения состояния подземных вод и в критериях предлагаемой оценки воздействия приведена степень этого воздействия. Однако, для глубоко залегающих пластов не может быть установлен норматив воздействия (относительно качества подземных вод), поскольку отсутствует объект воздействия. Нормативы допустимого воздействия устанавливаются для устойчивого функционирования естественных экосистем с одновременным соблюдением качества окружающей среды. Глубокие пласты недр содержат рассолы, токсичные для биоты, а потому не могут рассматриваться как экосистемы в силу ее (биоты) отсутствия в глубоких, соленых, горячих горизонтах. То есть для глубоких горизонтов приведенное воздействие относительно изменения качества подземных вод нельзя рассматривать как загрязнение, на что, собственно, и сделан акцент в п.3 ст.212 нового ЭК.

4.5.2.3. Воздействие эксплуатации Полигона №2 в период 2023-2037 гг.

В предыдущем разделе 4.5.1 рассматривался вопрос воздействия эксплуатации полигонов на подземные воды по состоянию на конец 2021 г. В 2022 году, согласно предыдущим прогнозам объемов нагнетания, намечается незначительное увеличение объемов сточных вод, направляемых на Полигон №2 – примерно до 90 м^3/час (788,0 тыс. м^3/год). За этот год не предвидится какого-либо значимого воздействия на пластовые давления, химию подземных вод.

Настоящим проектом намечается с 2023 г. скачок объема нагнетаемых сточных вод до 1100 тыс. м^3/год. Прогноз воздействия эксплуатации Полигона №2 закачки промсточных вод на подземные воды осуществлен посредством геолого-гидрогеологического моделирования, которое было осуществлено в 2020 г. в рамках Геологического отчета по результатам разведки участка полигона №2 [85]. Краткое содержание результатов моделирования/прогноза приводится ниже.

Основной целью моделирования 2020 г. было доказательство возможности принятия пластами–коллекторами увеличенного объема промсточных вод (до 115-126,5 м^3/час или

1007,0-1100,0 тыс. м^3/год с 2023 по 2037 гг.) при условии увеличения интервалов перфорации в существующих нагнетательных скважинах не только за счет Резервуара III, но и с привлечением в эксплуатацию интервалов дополнительного Резервуара II. Также моделирование преследует своей целью определение изменения пластовых давлений на конец срока эксплуатации, прогнозирование дальности распространения контура промсточных вод, оценку потенциала фонда нагнетательных скважин.

На рис. 4.5.2.1 приведена схема расположения нагнетательных и наблюдательных скважин в пределах Горного отвода Полигона №2 и границ модели.

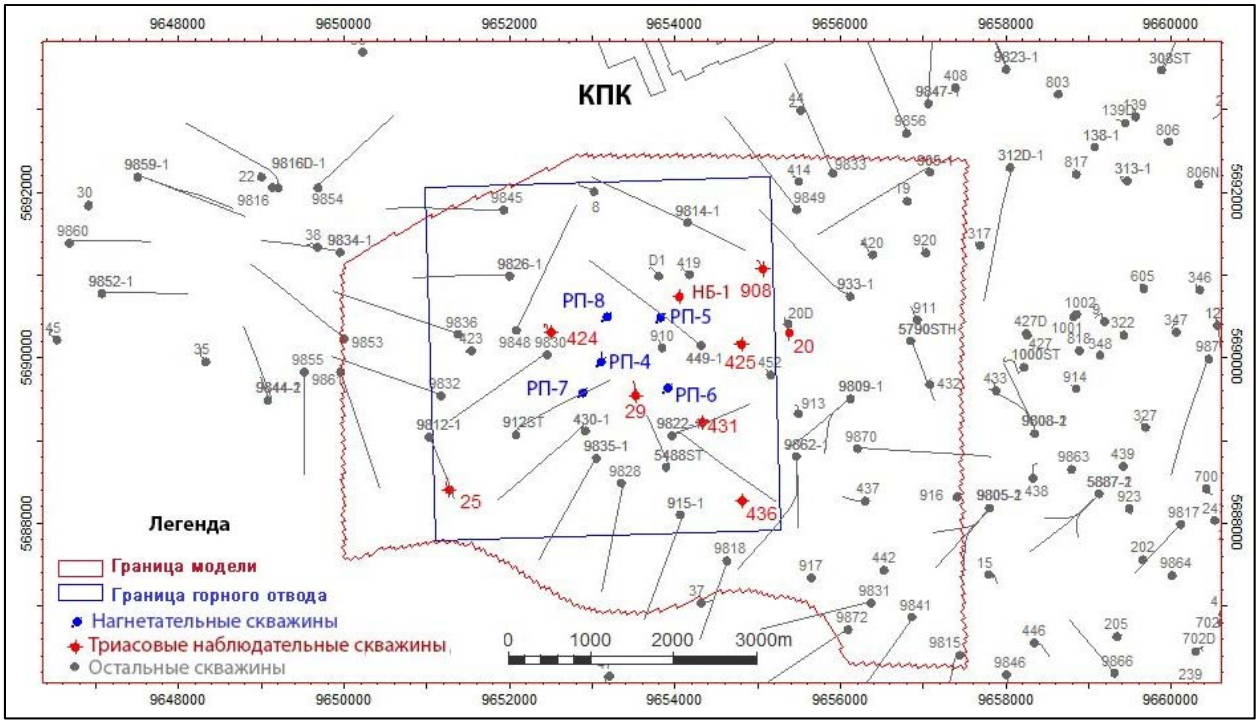


Рисунок 4.5.2.1. Схема расположения нагнетательных и наблюдательных скважин в пределах Горного отвода Полигона №2 и границ модели

Официальными стратиграфическими отбивками, имеющимися в триасовых отложениях, являются кровли Резервуаров I, II, III и кровли экранов A, B, C. В модели было выделено три зоны, которые составляют интервалы закачки (Резервуар II, экран C и Резервуар III). Далее, с целью проведения процесса моделирования, зоны были разделены на 9 подзон для определения внутренней архитектуры (слоистости) модели (рис. 4.5.2.2). По сравнению с моделью 2012 года, которая включала только Резервуар III, текущая модель включает в себя Резервуар II (и промежуточный экран C).

По результатам сейсмики 3Д в юго-западной части участка Полигона №2 был интерпретирован разлом (рис. 4.5.2.3). Линия разлома заканчивается на уровне Резервуара II, то есть не разрывает вышезалегающие отложения. Площадь модели относительно границ Карачаганакской мульды приведена на рис. 4.5.2.4.

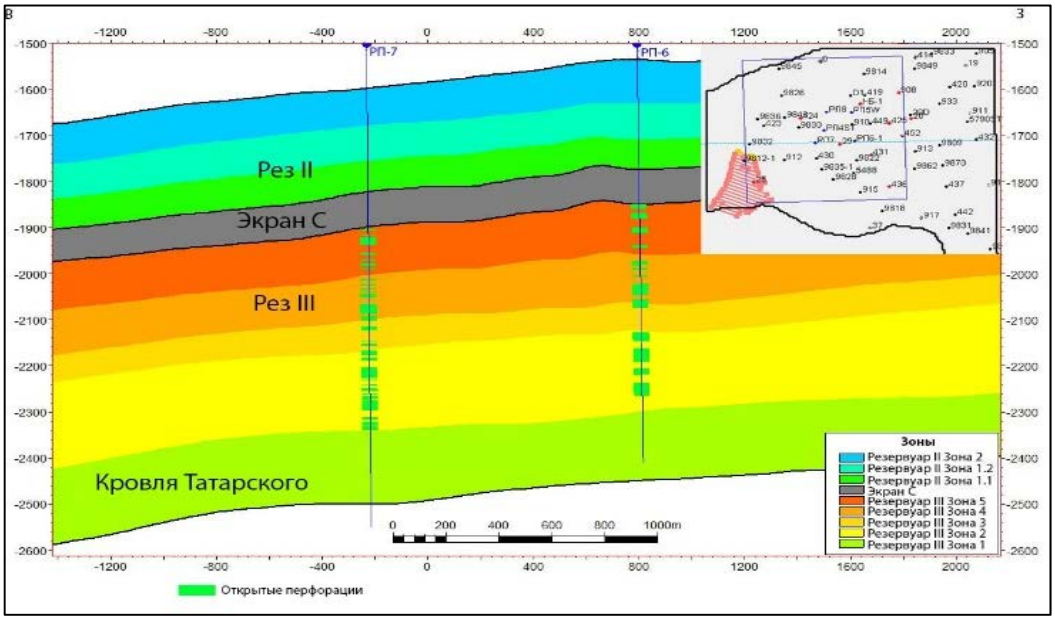


Рисунок 4.5.2.2. Моделируемые интервалы триаса с подзонами

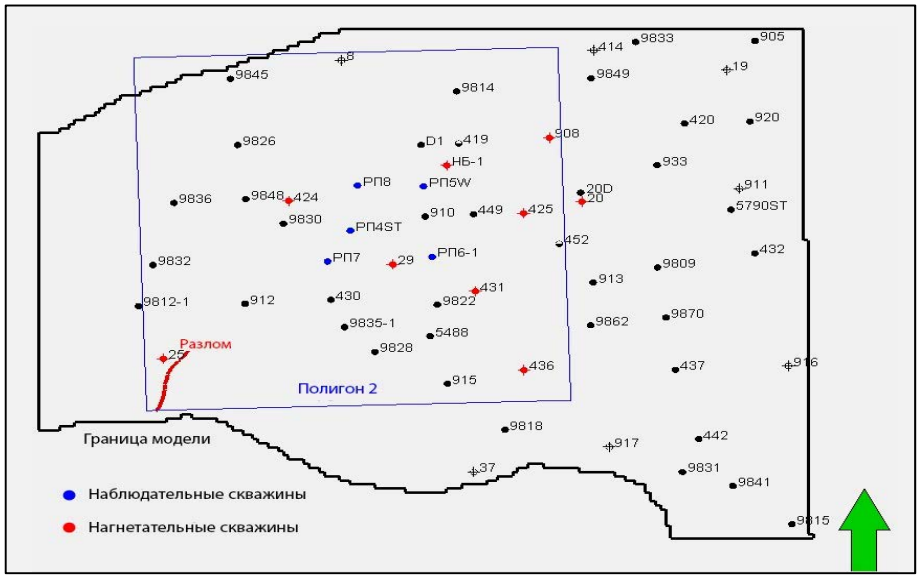


Рисунок 4.5.2.3. Пространственное расположение разлома в модели

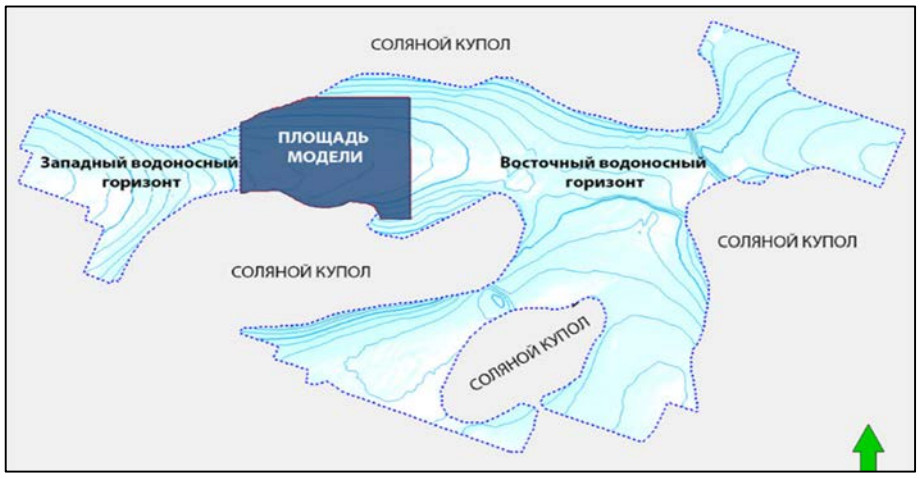


Рисунок 4.5.2.4. Площадь модели относительно границ Карачаганакской мульды

Гидродинамическая модель была построена при помощи программного обеспечения Eclipse 100 компании Schlumberger (рис. 4.5.2.5 – 4.5.2.7). Размер модели составляет приблизительно 7,5×5 км, а площадь – 38,6 км^2. Эффективный поровый объем модели составляет 2976 млн. м^3, поровый объем всей Карачаганакской мульды в пределах Резервуара II и III составляет 6083 млн. м^3. При средних значениях коэффициента объемного сжатия подземных вод и горных пород равного 6,5 10^{-5} бар$^{-1}$ и допустимом избыточном давлении на площади влияния закачки в 100 бар, в эксплуатируемые резервуары может быть закачано 39 млн. м^3 сточных вод (согласно Дополнению №3 к проекту закачки). Согласно современному прогнозу, в пласт до 2037 г. будет закачено начиная с 2003 г. (начало эксплуатации Полигона №2), 21,1 млн. м^3 промсточных вод. То есть перспективные горизонты участка Полигона №2 вполне могут принять прогнозные объемы промсточных вод.

Динамическая модель была построена с хорошей адаптацией, о чем свидетельствует высокая сходимость графиков сравнения прогнозируемых показателей (объемы, давления) с их ретроспективой на примере работы скважины РП-8 (рис. 4.5.2.8).

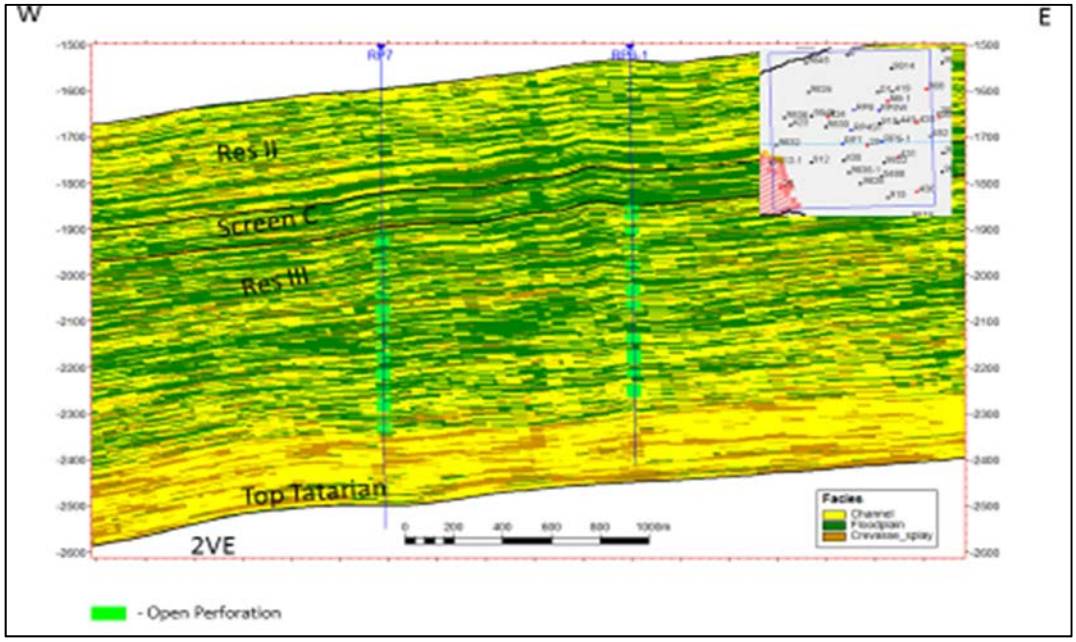


Рисунок 4.5.2.5. Поперечный разрез нагнетательных скважин РП-7 и РП-6 с фациальным распределением

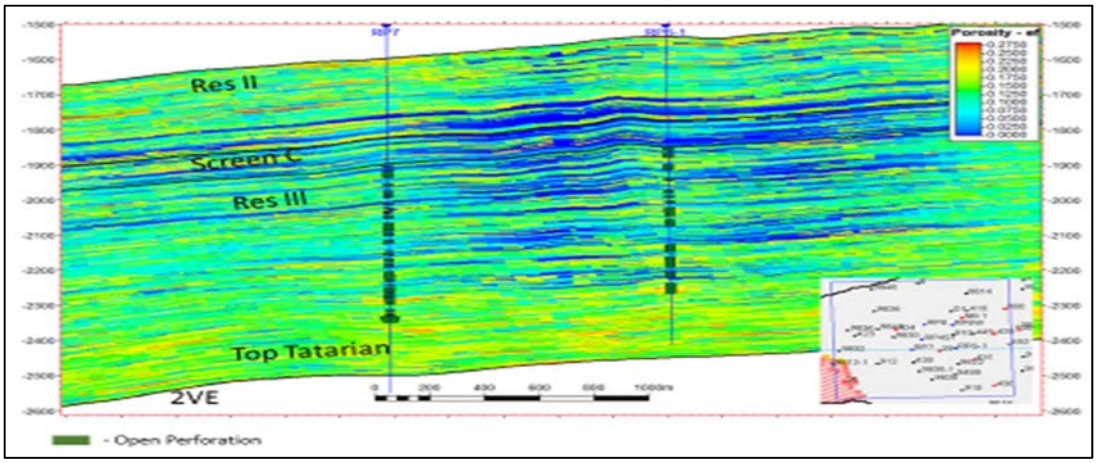


Рисунок 4.5.2.6. Поперечный разрез нагнетательных скважин РП-7 и РП-6 с распределением пористости

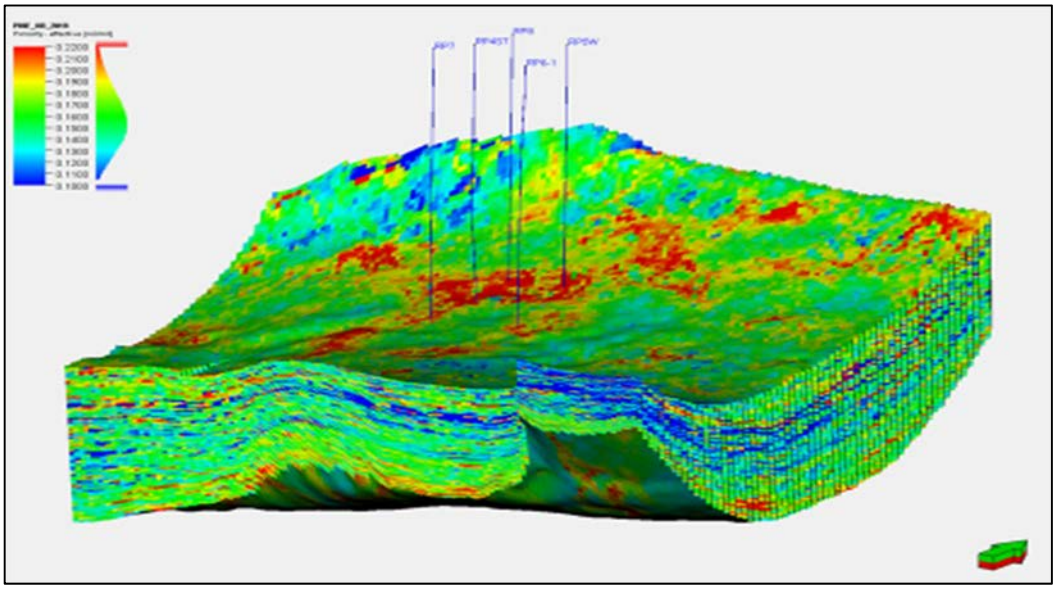


Рисунок 4.5.2.7. Объемное изображение параметра пористости

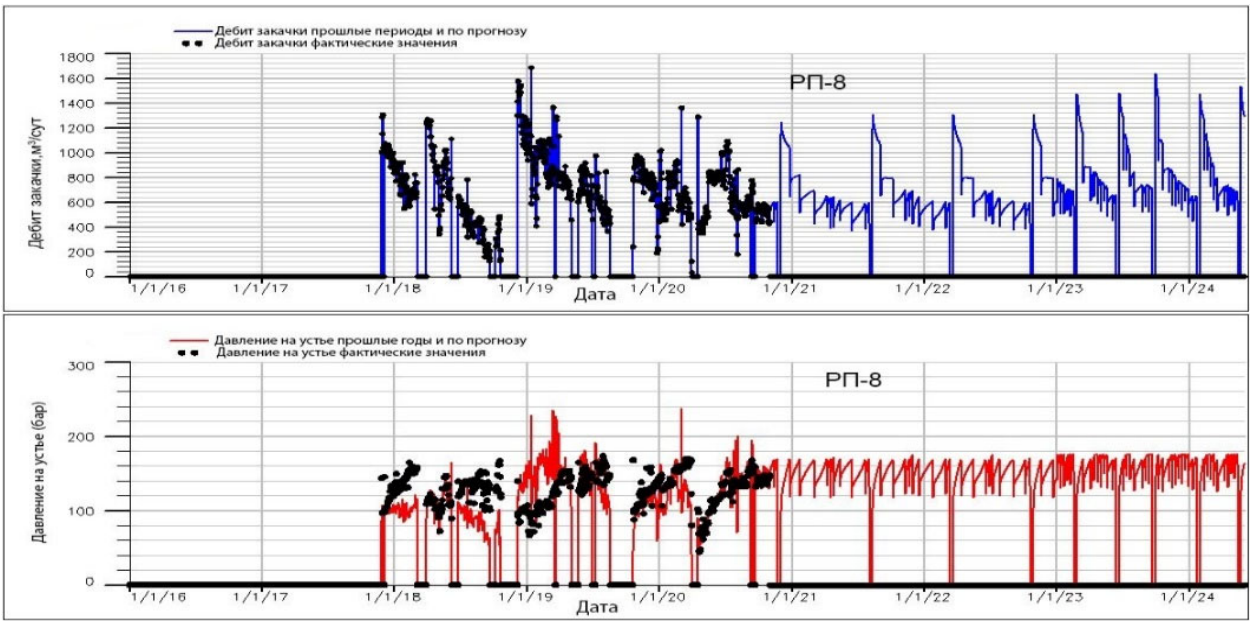


Рисунок 4.5.2.8. Переход из режима адаптации в режим прогнозирования

На построенной модели **(2020 г.)** были реализованы несколько прогнозных вариантов. Каждый последующий сценарий, представляет собой постепенное увеличение объема мероприятий по сравнению с объемом работ предполагаемым в предыдущем сценарии.

a. «Базовый» Вариант – продолжать использовать *существующий фонд скважин* как есть.

b. Основной вариант

- Июнь-август 2021 г.: Выполнение (***ПРС***) ***операций*** **по** осуществлению дополнительной перфорации во всех существующих нагнетательных скважинах;
- Июль 2021 г.: ***КРС в скважине РП-4 эксплуатирующей Резервуар III*** с целью дострела новых интервалов перфораций в новом Резервуаре II.

c. Вариант 1

2023 г.: ***КРС в скважине РП-6*** эксплуатирующей Резервуар III**,** с целью увеличения интервалов перфораций в новом Резервуаре II.

d. Вариант 2

2024 г.: КРС в скважине РП-7 эксплуатирующей Резервуар III с целью увеличения интервалов перфораций в Резервуарах II и III.

e. Вариант 3

2025 г.: ***КРС в скважине 9835*** с целью перевода в фонд для утилизации промсточных вод (с перфорациями в Резервуаре II и в Резервуаре III). В случае обнаружения непригодности скважины 9835, будет предусмотрено бурение новой скважины.

«Базовый» Вариант – использование существующего фонда скважин. Как показала модель, вариант не обеспечивает соблюдение требований по закачке промстоков в период после января 2023 года из-за недостаточного потенциала существующего фонда скважин. (вариант рассматривался на начало 2020 г., когда осуществлялось моделирование. В настоящий момент – начало 2022 г. уже практически полностью реализован ***Основной вариант***).

Основной вариант – Выполнение **операций по ПРС** (дополнительные перфорации в существующих скважинах) + **КРС в скважине РП-4 (**дострел интервалов перфораций в рез. II). Вариант представляет собой сценарий, где соблюдаются все требования с точки зрения обеспечения объемов, необходимых для утилизации сточной воды на Полигоне №2 (рис. 4.5.2.9). Для этого варианта характерно незначительное повышение пластового давления (6 и 13 бар в Резервуаре III и Резервуаре II, соответственно) и непрерывная закачка воды при максимальной производительности КПК в прогнозный период (2021-2037 гг.). Накопленные объемы промстоков по нагнетательным скважинам приведены на рис. 4.5.2.10. Закачиваемые стоки остаются в пределах границ Горного отвода участка Полигона №2 до января 2038 г. (рис. 4.5.2.11). Этот вариант обеспечит закачку прогнозируемого объема промстоков.



Рисунок 4.5.2.9. Прогнозируемый объем промсточных вод, направляемые с КПК, (Основной вариант)

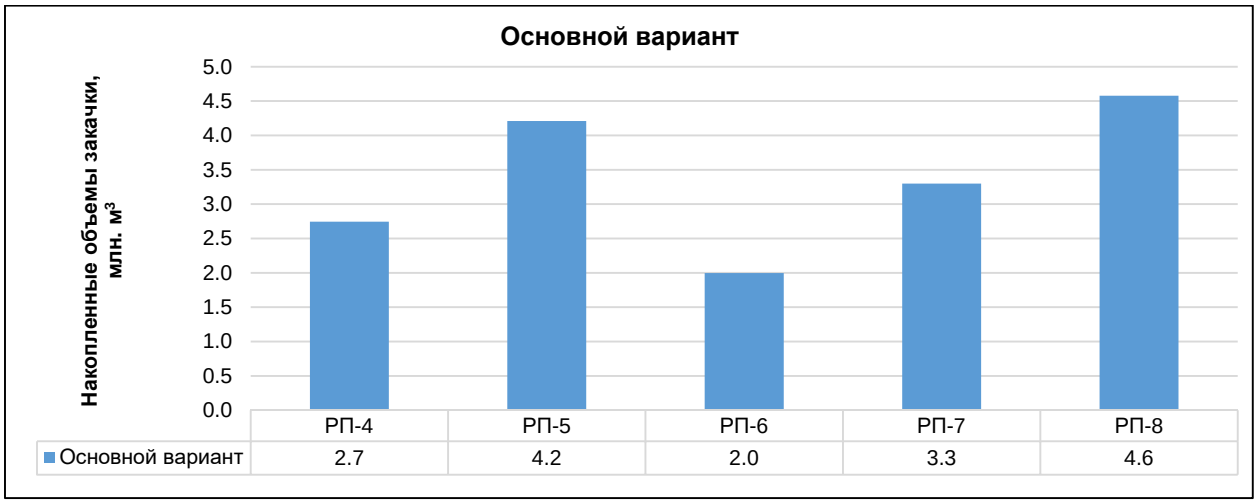
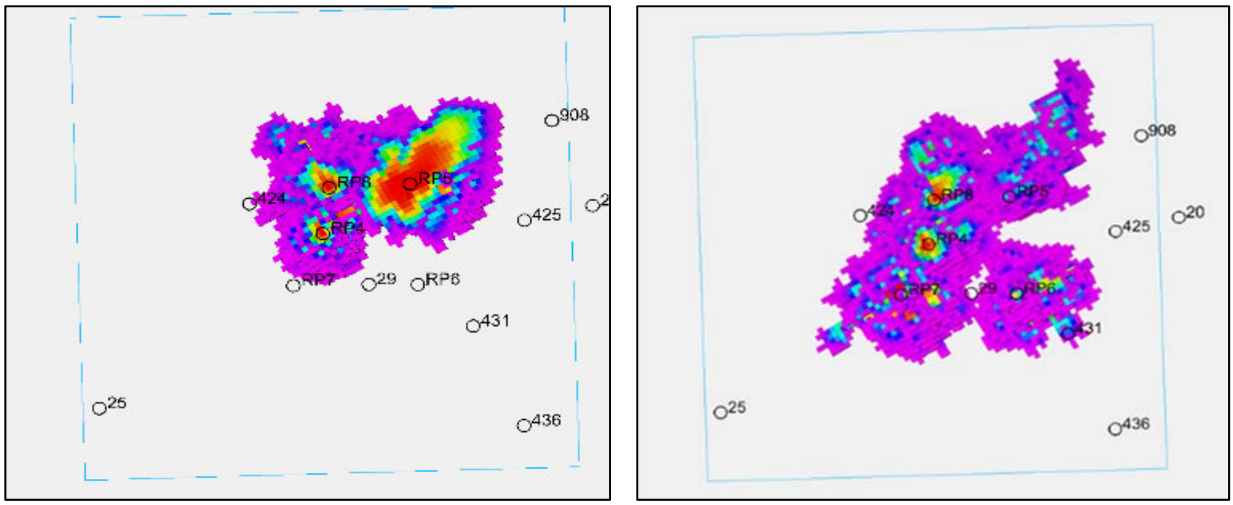


Рисунок 4.5.2.10. Накопленные объемы закачки в скважинах Полигона №2 в прогнозный период (2021-2037 гг.) в основном варианте



А) Б)

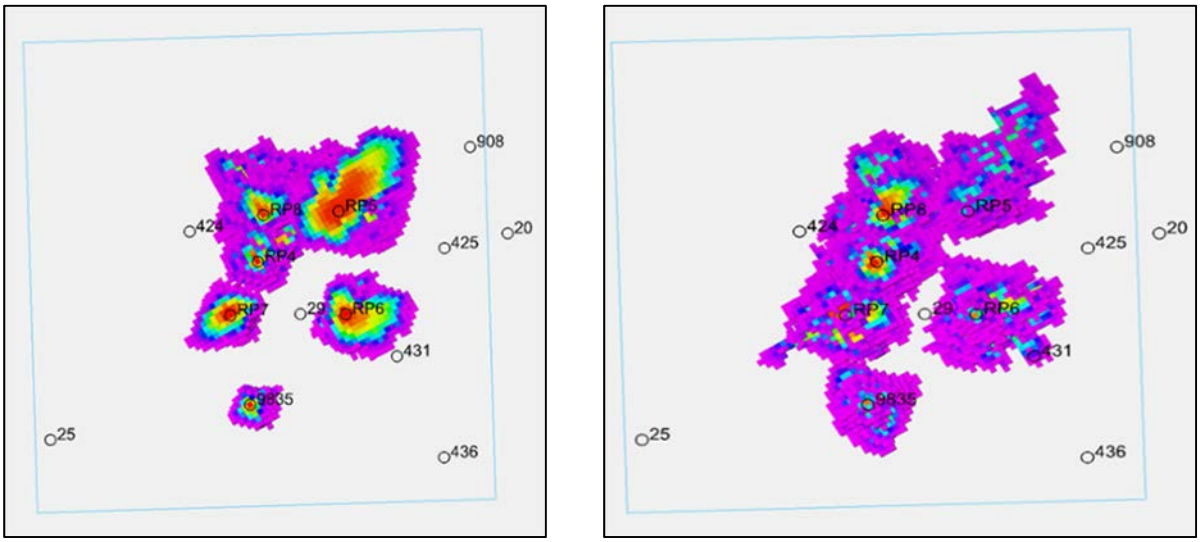
Рисунок 4.5.2.11. Распространение промсточных вод в пластах коллекторах на конец 2037 г.: А) – резервуар II, Б) – резервуар III. (Голубой квадрат - граница Горного отвода участка Полигона №2) (Основной вариант)

Вариант 1 (Основной вариант + в 2023 г. КРС в скважине РП-6) и **Вариант 2** (Основной вариант + в 2023 г. КРС в скважине РП-7) были реализованы на модели для того, чтобы оценить преимущества от увеличения интервалов перфорации в Резервуаре II с их гидроразрывом в скважинах РП-6 и РП-7 помимо ПРС скважин РП-4, РП-5, РП-7, РП-8. Несмотря на то, что реализация ***Основного варианта*** позволяет закачать прогнозируемые объемы промстоков, увеличение потенциала скважин РП-6 и РП-7 представляет собой эффективный метод снижения рисков, связанных с неоднородностью пласта-коллектора в Резервуаре II. И так, Вариант 1 и Вариант 2 повышают потенциал фонда скважин, что, в свою очередь, снижает риски, связанные с КРС в скважине РП-4.

Вариант 3 представляет собой сценарий, где потенциал фонда скважин увеличивается за счет дополнительной нагнетательной скважины. Дополнительной нагнетательной скважиной может стать скважина 9835 (скважина добывающего фонда, вышедшая из эксплуатации). В случае обнаружения непригодности скважины 9835, в данном сценарии предусмотрено бурение новой скважины (РП-9), что позволит учесть непредвиденные обстоятельства, требующие закачки больших объемов на постоянной основе. И так, преимущества варианта 3:

Закачка воды осуществляется одновременно в 5 скважин (одна скважина остается в резерве). Потенциал фонда скважин существенно повышается – можно учесть непредвиденные обстоятельства, требующие закачки наибольших объемов на постоянной основе. Закачиваемая вода остается в пределах границ Горного отвода Полигона №2 (рис. 4.5.2.12). Накопленные объемы промстоков по нагнетательным скважинам приведены на рис. 4.5.2.13.

Закачка воды осуществляется одновременно в 5 скважин (одна скважина остается в резерве). Потенциал фонда скважин существенно повышается – можно учесть непредвиденные обстоятельства, требующие закачки наибольших объемов на постоянной основе. Закачиваемая вода остается в пределах границ Горного отвода Полигона №2.



А) Б)

Рисунок 4.5.2.12. Распространение промсточных вод в пластах-коллекторах на конец 2037 г. А) – резервуар II, Б) – резервуар III (Вариант 3)

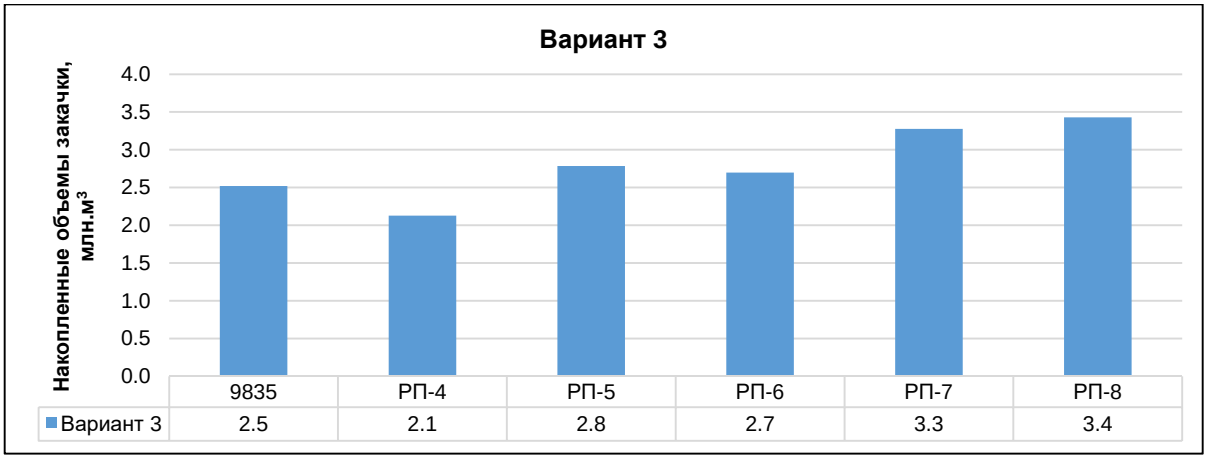


Рисунок 4.5.2.13. Накопленные объемы закачки в скважинах Полигона №2 в прогнозный период (2021-2037 гг.). Вариант 3

Сценарий увеличения объемов закачки на 10%. Этот сценарий направлен на оценку поведения пласта-коллектора и возможности закачки, определенные в вышеуказанных вариантах в случае, если требуемый объем закачки станет на 10% больше, чем запланированный в настоящее время объем (иначе говоря, увеличение объема закачки со 115 до 126,5 м^3/ч (с 1007,0 до 1100,0 тыс. м^3/год), начиная с января 2023 года). Только Вариант 3, состоящий из ПРС всех скважин и КРС+гидроразрыв скважины РП-4 (на момент

разработки настоящего Дополнения №3 КРС скв. РП-4 сделан), РП-6, РП-7 и 9835 обеспечивает достаточный потенциал фонда скважин для утилизации требуемых объемов. Повышение пластового давления на конец срока эксплуатации до 6 бар в Резервуаре III и до 18 бар в Резервуаре II (при допустимом 100 бар) (рис. 4.5.2.14). Стоки остаются в пределах Горного отвода (рис. 4.5.2.15).



Рисунок 4.5.2.14. Повышение пластового давления в период 2021-2037 гг. в сценарии увеличения объема закачки на 10% (1,1 млн м^3/год)

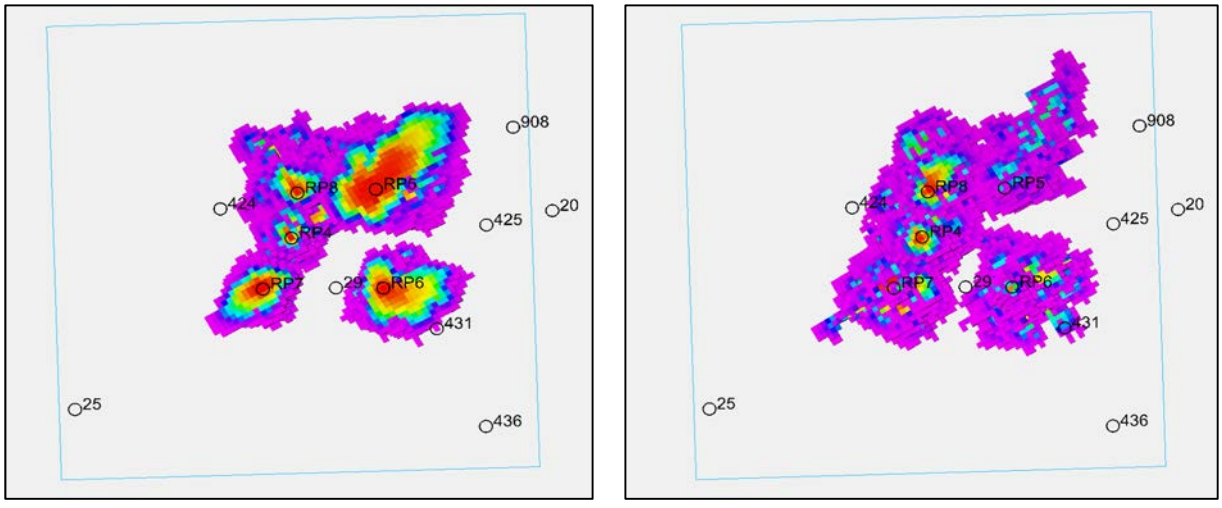


Рисунок 4.5.2.15. Распространение промсточных вод в пластах-коллекторах на конец 2037 г. А) – резервуар II, Б) – резервуар III в сценарии увеличения объема закачки на 10% (1,1 млн м^3/год)

Таким образом, при условии увеличения объемов закачки при переходе от текущего состояния к прогнозу, также предполагается существенный рост частоты проведения кислотных обработок по фонду скважин. На рис. 4.5.2.16 сравнивается количество обработок в год согласно разным вариантам. На основании этого графика становится очевидным, что фонд скважин с более высоким потенциалом при этом требует проведения меньшего количества кислотных обработок и, следовательно, создает меньшее «напряжение» на стандартную эксплуатацию Полигона. Таким образом, ранжирование

вариантов может также рассматриваться в качестве оптимального соотношения между размером первоначальных инвестиций на дополнительные КРС и эксплуатационными расходами, связанными с кислотными обработками в будущем.

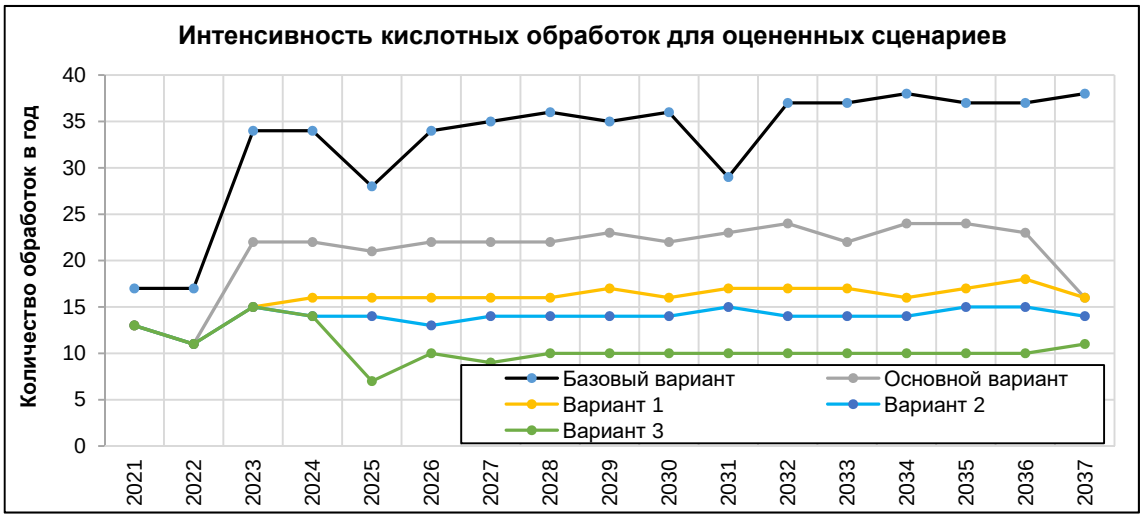


Рисунок 4.5.2.16. Количество кислотных обработок в год при реализации различных вариантов

В сценарии увеличения объема закачки на 10% в отличие от текущего запланированного объема, закономерность остается прежней и, следовательно, варианты с более высоким потенциалом требуют большее количество обработок по сравнению с вариантами «Базовый» и «Основной» (рис. 4.5.2.17). А именно, Вариант 3 предполагает более разумно обоснованную периодичность проведения кислотных обработок с точки зрения текущей эксплуатации (в среднем 10 раз в год), в то время как Варианты 1 и 2 потребовали бы дополнительного решения в вопросе, связанном с большим количеством кислотных обработок на регулярной основе.

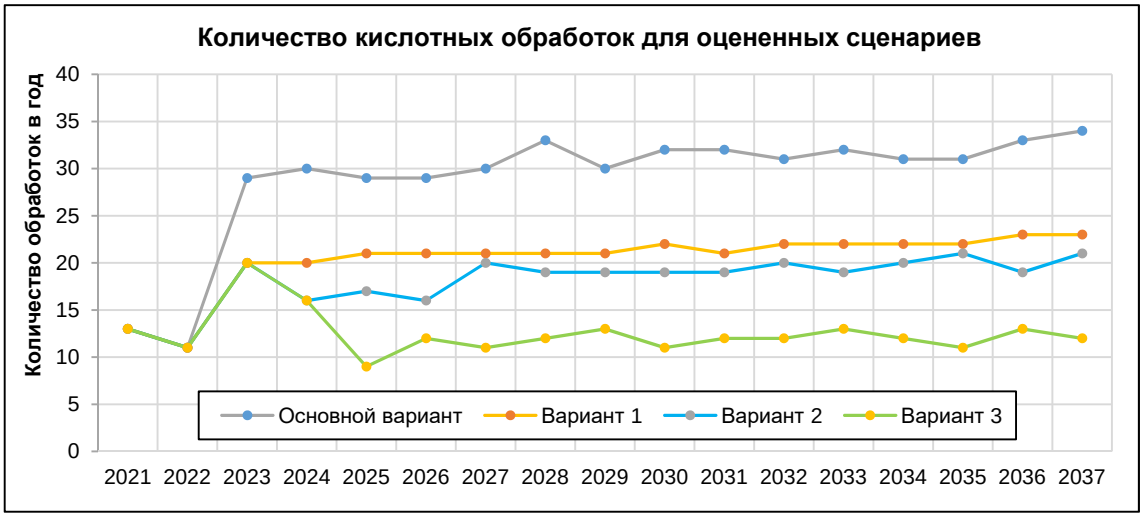


Рисунок 4.5.2.17. Количество обработок в год в сценарии увеличения объема закачки на 10% (126,5 м^3/ч)

В настоящее время при существующих условиях эксплуатации кислотные обработки проводятся 6-7 раз в год, но это обусловлено относительно низкими объемами закачки по сравнению с прогнозируемыми сценариями. Фонд скважин с более высоким потенциалом при этом требует проведения меньшего количества кислотных обработок и, следовательно, создает меньшее «напряжение» на стандартную эксплуатацию Полигона №2.

Таким образом, ряд прогнозных вариантов, прошедших оценку в рамках настоящего отчета, показывает необходимость по капитальному ремонту нагнетательных скважин для перехода с объемов в 90 м^3/час на ожидаемые объемы в 115 м^3/час и, тем более, в 126,5 м^3/час.

В целях дальнейшей модернизации с 90 м^3/час (2020 г.) до 115 м^3/ч (с 2023 года) предполагается, что будет достаточно осуществить работы по КРС, определенные в Вариантах 1 или 2, а работы, предусмотренные в Варианте 3 будут необходимы только в маловероятном случае неблагоприятного исхода КРС в скважине РП-4, или РП-6, или РП-7.

Требуемый объем закачки в прогнозный период (2023-2037 г) может быть безопасно увеличен с незначительным повышением пластового давления на 6 и 13 бар в Резервуаре III и Резервуаре II соответственно (допустимый рост пластового давления составляет порядка 100 бар*). При этом фронт распространения промсточных вод по пласту остается в пределах границ Горного отвода Полигона №2.

Проведенный анализ вариантов с эксплуатационной точки зрения, (периодичность проведения кислотных обработок) показывает, что варианты с более высоким потенциалом фонда скважин также обеспечивают более низкую периодичность проведения обработок. Вариант 3 является единственным вариантом, который обеспечивает периодичность проведения обработок в количестве 10-12 раз в год, как в сценарии предполагаемой модернизации пропускной способности КПК по воде (1,0 млн м^3/год), так и в сценарии ее увеличения на 10% выше предполагаемой (1,1 млн м^3/год).

Вывод:

Оценка воздействия на подземные воды глубоких горизонтов, в частности ***на пластовое давление***, исходя из принятых оценочных критериев, приведенных в разделе 4.1, выглядит следующим образом:

- пространственный масштаб воздействия – *ограниченный (*2 балл);
- временной масштаб – *многолетний* (4 балл);
- интенсивность воздействия (слабая) – *незначительная* (1 балл);
- интегральная оценка выражается 8 баллами – воздействие ***низкое***.

Оценка воздействия на подземные воды глубоких горизонтов (***на химизм подземных вод***) выглядит следующим образом.

- пространственный масштаб воздействия – *локальный (*1 балл);
- временной масштаб – *многолетний* (4 балл);
- интенсивность воздействия (слабая) – *умеренное* (3 балл);
- интегральная оценка выражается 12 баллами – воздействие ***среднее***.

*- *Согласно Проекту закачки (2008 г.) раздел 5.4 (229 стр.): «Допустимая величина роста пластового давления определена исходя из допустимого градиента повышения давления, который для глубин более 1000 м принимается равным 0,005 МПа/м. В интервалах глубин 1950-2500 м (глубины залегания резервуара III) величина допустимого повышения давления в нагнетательных скважинах не должна превышать 9,75-12,5 МПа, а с учетом плотности пластовых вод 1,02 г/см^3 эта величина составит (99,5-127,5 бар)». (Гидрогеологические исследования для обоснования подземного захоронения промышленных стоков. /Под ред. В.А. Грабовникова, - «Недра», Москва, 1993, 337).*

Если говорить о том, что водоносные горизонты, в которые происходит закачка промсточных вод, являются высокоминерализованными, не пригодными ни для каких целей, а потому эти водоносные горизонты и были выбраны в качестве объектов закачки (в качестве объектов утилизации промстоков), то привнос новых компонентов в такой водоносный горизонт не рассматривается как ***факт загрязнения*** (п. 3 ст. 212 Нового ЭК: Загрязнением водных объектов признается присутствие в поверхностных или подземных

водах загрязняющих веществ в концентрациях или физических воздействий на уровнях, превышающих установленные государством экологические нормативы качества вод, за исключением объектов, ***оборудованных и предназначенных для размещения отходов и сброса сточных вод, предотвращающих загрязнение земной поверхности, недр, поверхностных и подземных вод***).

То есть с самого начала мы были готовы к привнесению в глубоко залегающие горизонты новых компонентов и даже тех, которые не свойственны горизонту, но с другой стороны есть понимание того, что недра обладают уникальным свойством удерживать в ограниченных объемах скопление различных веществ на огромных глубинах (условия глубоких горизонтов характеризуются застойным режимом; в условиях отсутствия нагнетания скорость движения подземных вод по латерали/горизонтали составляет первые см/год), что не оказывает никакого влияния на ***экологическую обстановку на поверхности***. Более того, при подземном захоронении в большинстве случаев в пласте-коллекторе протекают такие благоприятные, с точки зрения локализации опасных компонентов, процессы, как сорбция токсичных компонентов водовмещающими породами, выпадение их из раствора вследствие способствующих этому термодинамических и физико-химических условий. А потому с прекращением закачки промстоков в перспективе, внедренные в пласт вещества, при выравнивании в пласте пластовых давлений прекратят свою миграцию. То есть привнесенные в пласты новые чужеродные компоненты не дойдут до границ пласта, контактирующего с соляными куполами, а потому не будут выведены по контакту водоносных горизонтов и соляных куполов на поверхность. То есть будут «ядром» локализованы в недрах.

Водоносные горизонты, в которые ведется закачка промсточных вод, изолированы – перекрыты большой толщей экранирующих (глинистых, непроницаемых) отложений, что является основанием для суждения о не вынесении химических составляющих промсточных вод в верхние горизонты.

Вынос загрязнений с глубин возможен по заколонному пространству нагнетательных скважин. С целью обнаружения подобных фактов, непрерывно ведется мониторинг заколонных давлений нагнетательных скважин. На настоящий момент отмечается отсутствие таких перетеканий (раздел 2.5). Все герметично. При нарушении герметизации производятся немедленные ремонтные работы.

4.5.3. Оценка воздействия закачки на месторождения подземных вод долины р. Илек (Обсуждение рекомендаций КЭРК на Заявление к намечаемой деятельности)

п.3 Заключения **об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду (**Номер: KZ51VWF00056567 Дата: 05.01.2022) на Заявление о намечаемой деятельности (Увеличение объемов закачки на Полигоне №2 КНГКМ) (Книга 2. Приложение 1) гласит: «Согласно информации ***ближайшие*** населенные пункты, расположенные недалеко от месторождения Карачаганак (поселки Успеновка, Каракемир, Жанаталап, Карачаганак, Димитрово, Жарсуат, Приуральный, Жетыкши, Облавское и др.) снабжаются водами из одиночных скважин или колодцев. Необходимо предоставить данные о систематических лабораторных наблюдениях за качеством воды в скважинах, родниках, колодцах в соответствии с п. 84 Методики и включить их в мониторинг производственного экологического контроля».

Выдержка из п.84 звучит так: «**В районе, где производится закачка отработанных вод в недра, оператором организуется систематические лабораторные наблюдения за качеством воды в закачиваемом пространстве недр, ближайших скважинах, родниках, колодцах.**

В разделе 1.6.3 «Использование подземных вод района КНГКМ» приведена общая информация о расположении перечисленных в Заключении населенных пунктов вдоль долины рек Урал и Илек, которые осуществляют забор воды из одиночных скважин или колодцев для собственных хозяйственно-питьевых нужд. На большинстве этих водозаборах силами эксплуатирующих организаций (по договору с Жайыкгидрогеологией) ведется режим подземных вод за качеством и уровнем подземных вод. Отметим, что населенные пункты расположены в Бурлинском районе, где расположено КНГКМ, но при этом не находятся в зоне влияния Полигонов закачки №1 и №2.

Ниже на рис. 4.5.3.1 показано пространственное положение зоны СЗЗ, а в табл. 4.5.3.1 приведено расстояние выше названных населенных пунктов от Полигонов закачки, (что не позволяет относить их к ближайшим населенным пунктам). Таблица 4.5.3.1 заимствована из Проекта «Расчетная санитарно-защитная зона Карачаганакского нефтегазоконденсатного месторождения» с указанием расстояния от границы СЗЗ до ближайших населенных пунктов».

Таблица 4.5.3.1 Наименование населенного пункта и расстояние от границы СЗЗ КНГКМ до ближайших населенных пунктов

Наименование населенного пункта	Расстояние от границы СЗЗ до населенного пункта, м
Жарсуат	4317
Жанаталап	2887
Карашыганак	3287
Каракемер	4778
Приуральное	6660
Димитрово	4812
Успенка	6278

Закачка промстоков на КНГКМ производится в глубокозалегающие поглощающие водоносные горизонты верхнепермских и триасовых отложений (более 2000 метров), которые надежно изолированы четырьмя мощными водонепроницаемыми экранами и не взаимосвязаны с вышележащими водоносными горизонтами, из которых производится забор воды на хозяйственно-бытовые и питьевые нужды. В связи с чем, закачка не оказывает отрицательного воздействия на состояние подземных и поверхностных вод. Степень гидрогеологической закрытости и геоэкологической безопасности участков полигонов закачки промстоков обоснована в ходе геологоразведочных и доразведочных работ. По результатам мониторинговых работ (см. раздел 4.5.1) определено, что сточные воды, закачиваемые в глубокие горизонты, распространились по эксплуатируемому водоносному горизонту по состоянию на 2021 г. на расстояние 200-300 м на Полигоне №1 и 500-700 м - на Полигоне №2. На конец срока эксплуатации (2027 г.) фронт сточных вод в триасовом водоносном горизонте распространится не более чем на 1000-1500 м (см. раздел 4.5.2).

По вертикали сточные воды не выйдут за пределы триасовых отложений (то есть не поднимутся с глубин 1600-2500 м), то есть не попадут в вышезалегающие горизонты, поскольку нагнетаемые горизонты перекрыты мощной толщей водоупорных/непроницаемых отложений (рис. 1.6.2). Даже в районе расположения самих полигонов не отмечается воздействия сточных вод на верхний водоносный горизонт. Об этом свидетельствуют данные режима подземных вод верхнего горизонта в районе полигонов. Воздействие на подземные воды верхнего горизонта возможно только, если будет нарушена сплошность затрубного пространства нагнетательных скважин и будут отмечаться перетоки стоков в верхние горизонты по затрубному пространству. На настоящий момент каждая нагнетательная скважина имеет рядом расположенную наблюдательную скважину на верхний горизонт. По этим скважинам по хим. составу подземных вод верхнего горизонта может отслеживаться

факт загрязнения подземных вод верхнего горизонта. В настоящее время загрязнения верхних горизонтов в районе полигонов не отмечается (раздел 4.5.1).

В связи с вышеизложенным, Программой ПЭК оператора не предусматривается проведение лабораторного контроля за качеством воды в скважинах, родниках, колодцах населенных пунктов, в связи с этим данные предоставить не представляется возможным. Однако в программе ПЭК предусмотрен лабораторный контроль за качеством поверхностных вод балки Кончубай и реки Березовка, которая является притоком реки Илек и находятся в зоне влияния КНГКМ.

В разделе 4.5.1 приведена информация по наблюдениям за качеством подземной воды в закачиваемом пространстве недр и в горизонтах выше (верхнепермский, триасовый, юрский, неоген-четвертичный акчагыльский горизонты). Мониторинг за влиянием закачки промстоков и отслеживание состояния подземных вод, как эксплуатируемых горизонтов, так и вышележащих водоносных комплексов, ведется по 13 наблюдательным скважинам на Полигоне №1 и по 15 наблюдательным скважинам на Полигоне №2. Отличительной особенностью наблюдательной сети обоих полигонов, как уже сказано выше, является наличие неглубоких санитарных скважин, наблюдающих за возможной миграцией сточных вод в верхние горизонты, а также глубоких скважин, фиксирующих контур растекания сточных вод в поглощающем горизонте. Наблюдения за состоянием подземных вод включает в себя гидродинамический, гидрогеохимический и геофизический мониторинг. Кроме того, в целях контроля и обеспечения целостности скважин обоих полигонов закачки проводится мониторинг технического состояния нагнетательных скважин. Мониторинг, включающий замер давления в трубном, затрубном и межколонном пространствах, выполняется ежедневно на всех скважинах, находящихся на балансе и под наблюдением КПО, вне зависимости от наличия или отсутствия межколонных давлений.

Более того, на месторождении реализован проект создания площадной сети, по результатам которого пробурены и оборудованы 37 наблюдательных скважин глубиной от 10 до 72 м. 21 скважина пробурены для изучения взаимосвязи грунтовых вод с поверхностными водотоками (р. Березовка) и водоемами (б. Кончубай) в пределах санитарно-защитной зоны. 16 скважин пробурены и оборудованы по периферии месторождения на границе СЗЗ, позволяющие получать оперативную информацию и дать своевременную оценку состоянию подземных вод. По результатам анализа мониторинга по данным скважинам влияние производственной деятельности объектов КНГКМ (в том числе и полигонов закачки) через подземные воды за пределы СЗЗ не выявлено.

В разделе 11 показан контроль за подземными водами по Полигонам №1 и №2, который проводится согласно «Программы проведения мониторинга подземных вод на участках полигонов подземного захоронения промстоков, зоны техногенной загазованности и площадной сети скважин по мониторингу грунтовых вод на КНГКМ и прилегающих территориях на 2021-2025 гг.».

Также в Разделе 6.3.2 действующего проекта нормативов допустимых сбросов загрязняющих веществ, отводимых со сточными водами в подземные горизонты КНГКМ на 2022 г. [106] приведен План-график мониторинга грунтовых вод в контрольно-наблюдательных скважинах на участках Полигонов ПЗП №1, №2 на 2022 г., который определен согласно требованиям п.84 и приложения 20 Методики определения нормативов эмиссий на окружающую среду (Приложение к приказу №63 от 10 марта 2021 г.).

В настоящее время наблюдательная сеть является достаточной и репрезентативной для отслеживания состояния подземных вод. Объем мониторинга достаточен и соответствует требованиям законодательства РК по ООС и недрам.

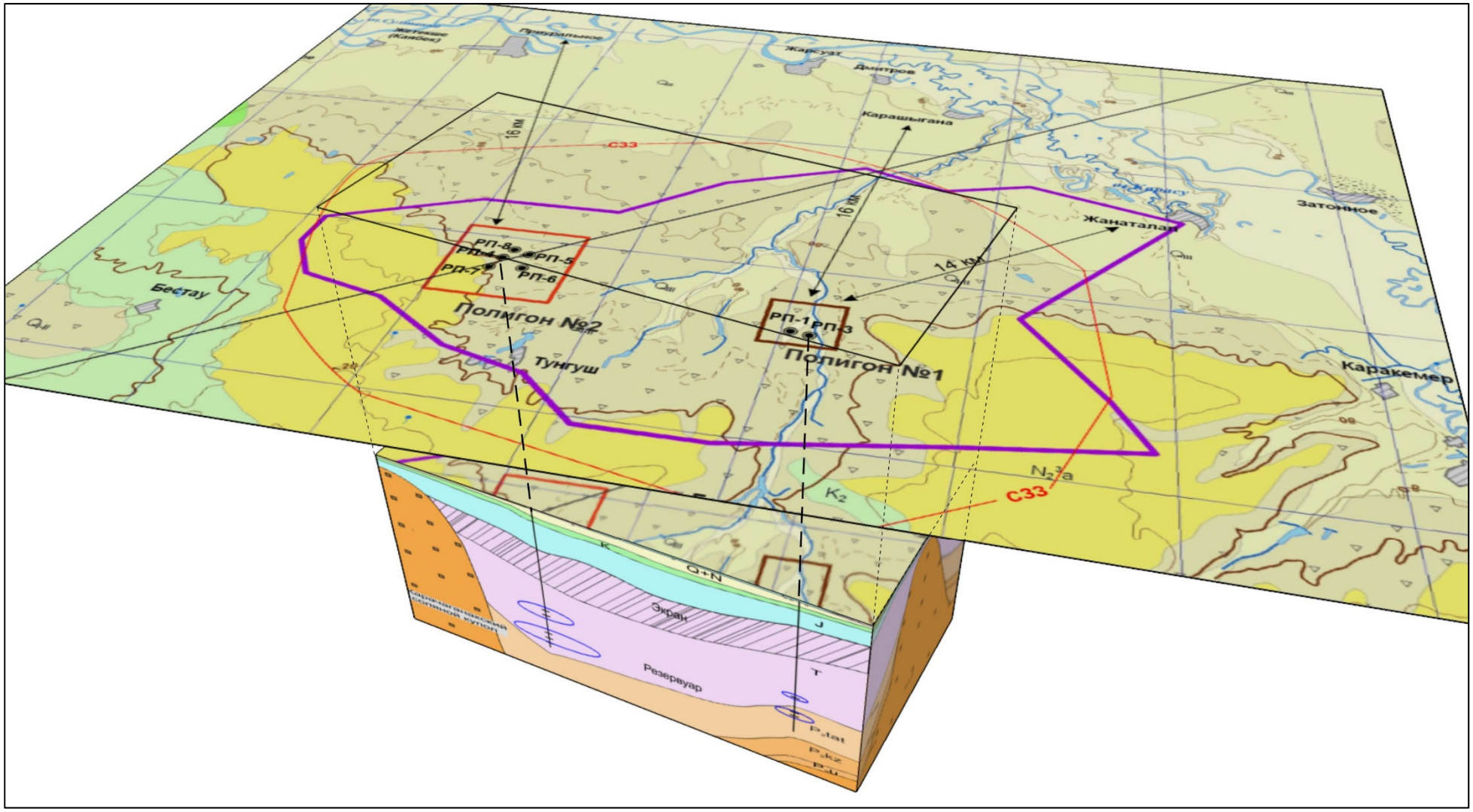


Рисунок 4.5.3.1. Схема расположения населенных пунктов в долине р. Илек относительно местоположения полигонов закачки КНГКМ и интервалов закачки в перспективные горизонты триаса (Полигон №2) и пермь-триаса (Полигон №1)

4.5.4. Ориентировочные нормативы допустимых сбросов (ДС) загрязняющих веществ, отводимых со сточными водами в подземные горизонты КНГКМ

В данном разделе приведены ориентировочные нормативы допустимых сбросов загрязняющих веществ, отводимых со сточными водами в подземные горизонты КНГКМ на Полигон № 1 и Полигон № 2 на 2023-2037 гг.

При разработке настоящего раздела использованы следующие нормативные документы: 6, 9, 19, 20, 25.

Основными технологическими узлами, на которых происходит формирование производственных сточных вод КНГКМ, в том числе подлежащих закачке в недра, являются:

- Карачаганакский перерабатывающий комплекс (КПК);
- Установка комплексной подготовки газа (УКПГ) - 3;
- Установка комплексной подготовки газа (УКПГ) - 2.

До 2020 г. включительно сточные воды КПК подавались на Полигон №2, сточные воды с УКПГ-3 и УКПГ-2 подавались на Полигона №1. С 2021 г. на Полигон №1 подаются промсточные воды только с УКПГ-2, сточные воды с УКПГ-3 перенаправлены на КПК. На Полигон №2 единым потоком подаются сточные воды с КПК совместно со сточными водами с УКПГ-3.

Перед подачей промстоков на закачку производится их подготовка в системах очистки технологической воды до нормативных/технологических показателей качества. Конструктивные особенности водоочистных систем (КПК и УКПГ-2) приведены в разделе 2.6.3. Отметим, что установка подготовки сточных вод на УКПГ-3 с 2021 г. выведена из эксплуатации. (До 2021 г. функционирующая водоочистная установка на УКПГ-3 была настроена на очистку по нефтепродуктам и взвешенным веществам. Метанол, содержащийся в сточных водах УКПГ-3, с 2011 г. не подвергался регенерации - Установка регенерации метанола не работает/отключена).

В соответствии с Технологическими регламентами установок КПК (2020 г.) и УКПГ-2 (2019 г.) содержание подлежащих очистке веществ после очистных сооружений, должно быть следующим:

- Взвешенные вещества: не более 10 мг/л;
- Нефть в воде: не более 20 мг/л;
- Содержание H_2S: не более 50 мг/л.

Требования к качеству сточных вод после очистки на установке УКПГ-3 до 2020 г. в соответствии с технологическим регламентом были:

- Взвешенные вещества: не более 10 мг/л;
- Нефть в воде: не более 51 мг/л;
- Метанол 429000 мг/л.

С 2021 года (январь-май) пройдя процесс очистки на УКПГ-3, а далее без очистки (водоочистная установка выведена из эксплуатации), промстоки по новому трубопроводу (перемычка) поступают на участок 190 в конденсатопровод и вместе с конденсатом направляются на КПК. После прохождения очистки на КПК промстоки направляются на Полигон №2 для закачки в пласт.

Нормативы качества сточных вод (11 показателей), направляемых на закачку с установки КПК на 2019-2022 гг. приведены в табл. 2.6.3.3 (раздел 2.6.3 Качество сточных вод).

Нормативы качества сточных вод, направляемых на закачку с установок УКПГ-2 и УКПГ-3 на 2019-2022 гг. (с 2021 года все стоки с УКПГ-3, перенаправляются на КПК) приведены в табл. 2.6.3.5 (раздел 2.6.3).

4.5.4.1. Исходные данные для расчета ДС закачки

Прогнозные объемы промышленных стоков для закачки в недра на 2023-2037 гг. составят:

- Полигон № 1 – 120,0 тыс. м^3 /год (14,0 м^3/час);
- Полигон №2 – 1100,0 тыс. м^3 /год (126 м^3/час).

Для Полигона №1 нормируется 10 показателей качества сточных вод: нефтепродукты, взвешенные вещества, сульфаты, сульфиды, сероводород, хлориды, железо, медь, цинк, алюминий.

Для Полигона №2 нормируется 11 показателей нефтепродукты, взвешенные вещества, метанол, сульфаты, сульфиды, сероводород, хлориды, железо, медь, цинк, алюминий.

Обоснование предлагаемых допустимых величин показателей качества сточных вод (Сдс) на 2023 г. приводится на основе данных за 2019-2021 гг. – максимальных показателей по ингредиенту за трехлетний период 2019-2021 гг. и табл. 4.5.4.1. (Нормативы на 2022 г. были получены исходя из фактических показателей качества на 2018-2020 гг.) Фактические данные по закачке промышленных сточных вод на Полигонах №1 и №2, закачиваемых в подземные горизонты на КНГКМ, приведены в таблице табл. 4.5.4.1.

Отметим, что все нормируемые (не технологические) ингредиенты по данным за многолетние наблюдения (рис. 2.6.3.8 – Полигон №2 и рис. 2.6.3.21 – Полигон №1) колеблются около некоторой средней величины, только хлориды увеличиваются с ростом объемов нагнетания (рис. 2.6.3.9 – Полигон №2 и рис. 2.6.3.22 – Полигон №1). Тренд по Полигону №1 по хлоридам на 2023 г. составляет 95000 мг/дм^3, тогда как максимальная величина за трехлетие составляет 122 983 мг/дм^3. Исходя из этого, в качестве рекомендуемой величины Сдс принимается максимальная величина (122 983 мг/дм^3). По Полигону №2 рекомендованной величиной является, наоборот, трендовое значение – 84500 мг/дм^3, поскольку максимальное за трехлетие составляет меньшую величину – 76778 мг/дм^3.

Отметим, что в новом Экологическом кодексе (2021 г.) появился «революционный» пункт (п. 3 ст. 212, который гласит: «***Загрязнением водных объектов признается присутствие в поверхностных или подземных водах загрязняющих веществ в концентрациях*** или физических воздействий на уровнях, ***превышающих установленные государством экологические нормативы качества*** вод***, за исключением*** объектов, оборудованных и предназначенных для размещения ***отходов и сброса сточных вод, предотвращающих загрязнение земной поверхности, недр, поверхностных и подземных вод».***

То есть ***привнос загрязняющих закачкой промсточных вод в водоносный горизонт, который признан непригодным для использования ни для каких целей, не есть факт загрязнения подземного горизонта. А, следовательно, сброс иных компонентов (кроме взвешенных веществ, нефтепродуктов, сероводорода) с превышением установленных максимальных показателей концентраций загрязняющих веществ, не является сверхнормативной эмиссией (п.80, третья часть данного пункта Методики определения нормативов эмиссий в окружающую среду (2021 г.). Поэтому в отличие от предыдущих работ, в данной работе не предлагаются способы достижения предлагаемых нормативов по всем нормируемым компонентам, кроме нефтепродуктов, взвешенных веществ и сероводороду.***

Таблица 4.5.4.1 Качество сточных вод, закачиваемых в подземные горизонты на КНГКМ

Наименование загрязняющих веществ	Макс. за 2019 г.	Макс. за 2020 г.	Макс. за 2021 г.	Концентрация загрязняющих веществ, мг/дм³		
				за 2019-2021 гг.		Рекомендуемые в качестве нормативов на 2023 год
				макс	средн.	
Полигон №1						
Взвешенные вещества	Технологические показатели			10	10	
Нефтепродукты				20	20	
Сероводород				50	50	
Метанол*	41451	95953	-*	95953	68702	-
Сульфиды	451	531	283	531	422	531
Сульфаты	1898	1533	1241	1898	1557	1898
Хлориды	77125	74519	122983	122983	91542	95000 - тренд Рекомендуемое на 2023 г. - 122983
Железо общее	2,14	0,92	0,91	2,14	1,32	2,14
Медь	0,0128	0,0105	0,0102	0,0128	0,0112	0,0128
Цинк	0,0303	0,024	0,0256	0,0303	0,0266	0,0303
Алюминий	0,0698	0,0642	0,0658	0,0698	0,0666	0,0698
Полигон №2						
Взвешенные вещества	Технологические показатели			10	10	
Нефтепродукты				20	20	
Сероводород				50	50	
Метанол	-	-	21496	21496	21496	21496,0
Сульфиды	263,0	226,0	267,0	267,0	252,0	267,0
Сульфаты	2044,0	1825,0	1095,0	2044,0	1654,7	2044,0
Хлориды	70177,0	66703,0	76778,0	76778,0	71219,0	84500,0 - тренд Рекомендуемое на 2023 г. - 84500
Железо общее	2,7	2,3	1,0	2,7	1,97	2,7
Медь	0,0138	0,0118	0,0110	0,0138	0,0122	0,0138
Цинк	0,0328	0,0308	0,0325	0,0328	0,0320	0,0328
Алюминий	0,0795	0,0756	0,0802	0,0802	0,0784	0,0802

Примечание: ** - С января 2021 г. стоки УКПГ-3, содержащие метанол, перенаправлены на КПК*

4.5.4.2. Расчет ориентировочных нормативов допустимых сбросов загрязняющих веществ со сточными водами в подземные горизонты КНГКМ

В соответствии с п. 82. Методики определения нормативов эмиссий в окружающую среду № 63 от 10 марта 2021 года (далее-Методика) величина допустимого сброса загрязняющих веществ, отводимых со сточными водами в подземные горизонты, определяется как произведение максимального часового расхода сточных вод на допустимую к сбросу концентрацию загрязняющего вещества. При расчете условий сброса сточных вод сначала определяется значение СНДС, обеспечивающее нормативное (технологическое) качество воды, позволяющее закачивать в нагнетательные скважины без осложнений, а затем определяется ДС (г/час) согласно формуле:

$$ДС = q \times С_{ДС}, [53]$$

где q – максимальный часовой расход сточных вод, $м^3$/час;

$С_{ДС}$ – допустимая к сбросу концентрация загрязняющего вещества, мг/$дм^3$.

В соответствии с п. 5 ст. 216 ЭК РК и п. 83. Методики для действующих объектов очистка сточных вод осуществляется в соответствии с утвержденными проектными решениями по нефтепродуктам, взвешенным веществам и сероводороду. Сброс иных загрязняющих веществ при закачке сточных вод в недра нормируется по максимальным показателям за предыдущие три года или же перспективным, менее благоприятным значениям, если они достоверно известны по ранее согласованным проектам расширения, реконструкции или проекта технологических нормативов.

Определение ориентировочной допустимой концентрации норматива (Сдс) загрязняющих веществ, направляемых со сточными водами на закачку на Полигон №1 и Полигон №2 приведены в таблицах 4.5.4.2-4.5.4.3.

Ориентировочные нормативы допустимых сбросов загрязняющих веществ, закачиваемых со сточными водами в подземные горизонты на Полигон №1 и Полигон №2 на 2023-2037 гг. приведены в таблицах 4.5.4.4-4.5.4.5.

Таблица 4.5.4.2 Определение ориентировочной допустимой концентрации норматива (Сдс) загрязняющих веществ, направляемых со сточными водами на закачку на Полигон №1 с УКПГ-2 на 2023-2037 гг.

№ п/п	Наименование ЗВ	Показатели ЗВ по технологическому регламенту, мг/дм^3	Перспективные, менее благоприятные значения по ОВОС, мг/дм^3	Фактические максимальные показатели качества сточных вод перед сбросом, мг/дм^3	Концентрация предлагаемого норматива, мг/дм^3, Сдс на 2023-2037 гг.	Обоснование	Предлагаемые нормативы ДС на 2023-2037 гг.	
							г/ч	тонн/год
1	Взвешенные вещества	10,0			**10,0**	принят на уровне Технологического норматива	140,0000	1,2000
2	Нефтепродукты (нефть)	20,0			**20,0**	принят на уровне Технологического норматива	280,0000	2,4000
3	Сульфаты	-		1898	**1898**	принят на уровне максимальных значений	28616,0000	245,2800
4	Сульфиды	-		531	**531**	принят на уровне максимальных значений	3738,0000	32,0400
5	Сероводород	50			**50**	принят на уровне Технологического норматива	700,0000	6,0000
6	Хлориды	-	95000- тренд	122983	**122983**	принят на уровне максимальных значений	1183000,0000	10140,0000
7	Железо общее	-		2,14	**2,14**	принят на уровне максимальных значений	37,8000	0,3240
8	Медь	-		0,0128	**0,0128**	принят на уровне максимальных значений	0,1932	0,0017
9	Цинк	-		0,0303	**0,0303**	принят на уровне максимальных значений	0,4592	0,0039
10	Алюминий	-		0,0698	**0,0698**	принят на уровне максимальных значений	1,1228	0,0096
	Всего:	-					**1216513,5752**	**10427,2592**

Прогнозные объемы промышленных стоков для закачки в недра на 2023-2037 гг. составят:

- Полигон № 1 – 120,0 тыс. м^3/год (14,0 м^3/час)

Таблица 4.5.4.3 Определение ориентировочной допустимой концентрации норматива (Сдс) загрязняющих веществ, направляемых со сточными водами на закачку на Полигон №2 с КПК (в том числе УКПГ-3) на 2023-2037 гг.

№ п/п	Наименование ЗВ	Показатели ЗВ по технологическому регламенту, мг/дм^3	Перспективные, значения по ОВОС, мг/дм^3	Фактические максимальные показатели качества сточных вод перед сбросом, мг/дм^3	Концентрация предлагаемого норматива, мг/дм^3, Сдс на 2023-2037 гг.	Обоснование	Предлагаемые нормативы ДС на 2023-2037 гг.	
							г/ч	тонн/год
1	Взвешенные вещества	10,0			**10**	принят на уровне Технологического норматива	1260,0000	11,0000
2	Нефтепродукты (нефть)	20,0			**20**	принят на уровне Технологического норматива	2520,0000	22,0000
3	Сульфаты	-		2044,0	**2044,0**	принят на уровне максимальных значений	257544,0000	2248,4000
4	Сульфиды	-		267,0	**267,0**	принят на уровне максимальных значений	33642,0000	293,7000
5	Сероводород	50			**50**	принят на уровне Технологического норматива	6300,0000	55,0000
6	Хлориды	-	84500,0- тренд	76778,0	**84500**	принят на уровне перспективных значений по ОВОС	10647000,0000	92950,0000
7	Железо общее	-		2,7	**2,7**	принят на уровне максимальных значений	340,2000	2,9700
8	Медь	-		0,0138	**0,0138**	принят на уровне максимальных значений	1,7388	0,0152
9	Цинк	-		0,0328	**0,0328**	принят на уровне максимальных значений	4,1328	0,0361
10	Алюминий	-		0,0802	**0,0802**	принят на уровне максимальных значений	10,1052	0,0882
11	Метанол			21496	**21496**	принят на уровне максимальных значений	2708496,0000	23645,6000
	Всего:	-					**13657118,1768**	**119228,8095**

Прогнозные объемы промышленных стоков для закачки в недра на 2023-2037 гг. составят:

- Полигон №2 – 1100,0 тыс. м^3/год (126 м^3/час).

Таблица 4.5.4.4 Ориентировочные нормативы допустимых сбросов загрязняющих веществ, закачиваемых со сточными водами в подземные горизонты от УКПГ-2 на Полигон №1 на 2023-2037 г. (выпуск 3)

Номер выпуска	Наименование показателя	Существующее положение 2022 г.*					Нормативы сбросов, г/ч, и лимиты сбросов, т/год, загрязняющих веществ на перспективу на 2023-2037 гг.					Год дости-жения ДС
		расход сточных вод		концен-трация на выпуске, мг/ дм^3	сброс		расход сточных вод		допустимая концен-трация на выпуске, мг/ дм^3	сброс		
		м^3/ч	тыс. м^3/год		г/ч	т/год	м^3/ч	тыс. м^3/год		г/ч	т/год	
Выпуск № 3 Полигон № 1	Взвешенные вещества	12	102,5	10,0	120	1,025	14,0	120,0	10,0	140,0000	1,2000	2023
	Нефтепродукты (нефть)			20,0	240	2,05			20,0	280,0000	2,4000	
	Сульфаты			2190	26280	224,475			1898	28616,0000	245,2800	
	Сульфиды			1040	12480	106,6			531	3738,0000	32,0400	
	Сероводород			50	600	5,125			50	700,0000	6,0000	
	Хлориды			77210	926520	7914,025			122983	1183000,0000	10140,0000	
	Железо общее			2,8	33,6	0,287			2,14	37,8000	0,3240	
	Медь			0,0128	0,1536	0,0013			0,0128	0,1932	0,0017	
	Цинк			0,0306	0,3672	0,0031			0,0303	0,4592	0,0039	
	Алюминий			0,0698	0,8376	0,0072			0,0698	1,1228	0,0096	
	Всего:				***966274,9584***	***8253,5986***				***1216513,5752***	***10427,2592***	

Примечание: ** - согласно Экологическому разрешению на воздействие №: KZ54VCZ01712827 на 2022 год.*

Таблица 4.5.4.5 Ориентировочные нормативы допустимых сбросов загрязняющих веществ, закачиваемых со сточными водами в подземные горизонты от КПК (включая УКПГ-3) на Полигон №2 на 2023-2037 гг. (выпуск 4)

Номер выпуска	Наименование показателя	Существующее положение 2022 г.*					Нормативы сбросов, г/ч, и лимиты сбросов, т/год, загрязняющих веществ на перспективу на 2023-2037 гг.					Год достижения ДС
		расход сточных вод		концентрация на выпуске, мг/ дм^3	сброс		расход сточных вод		допустимая концентрация на выпуске, мг/ дм^3	сброс		
		м^3/ч	тыс. м^3/год		г/ч	т/год	м^3/ч	тыс. м^3/год		г/ч	т/год	
Выпуск № 4 Полигон № 2	Взвешенные вещества	94	823,0	10	940	8,23	126	1100,0	10	1260,0000	11,0000	2023
	Нефтепродукты (нефть)			20	1880	16,46			20	2520,0000	22,0000	
	Сульфаты			5110	480340	4205,53			2044,0	257544,0000	2248,4000	
	Сульфиды			268	25192	220,564			267,0	33642,0000	293,7000	
	Сероводород			50	4700	41,15			50	6300,0000	55,0000	
	Хлориды			73651	6923194	60614,773			84500	10647000,0000	92950,0000	
	Железо общее			3,74	351,56	3,078			2,7	340,2000	2,9700	
	Медь			0,0138	1,2972	0,0114			0,0138	1,7388	0,0152	
	Цинк			0,0328	3,0832	0,027			0,0328	4,1328	0,0361	
	Алюминий			0,0852	8,0088	0,0701			0,0802	10,1052	0,0882	
	Метанол			15557,3	1462386,20	12803,6579			21496	2708496,0000	23645,6000	
	Всего:				***8898996,1492***	***77913,5514***				***13657118,1768***	***119228,8095***	

Примечание: ** - согласно Экологическому разрешению на воздействие №: KZ54VCZ01712827 на 2022 год.*

Таблица 4.5.4.6 Сводная таблица объемов сточных вод и ориентировочного допустимого сброса загрязняющих веществ, закачиваемых со сточными водами в подземные горизонты на Полигон № 1 и Полигон №2 на 2023-2037 гг.

№ п/п	Номер выпуска	Объем отводимых сточных вод, тыс. м^3/год	Ориентировочный ДС загрязняющих веществ, отводимых со сточными водами, т/год
2023-2037 гг.			
1	Выпуск № 3 Полигон № 1	120,0	10427,2592
2	Выпуск № 4 Полигон № 2	1100,0	119228,8095

4.6. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПОЧВЕННЫЙ ПОКРОВ

Основным антропогенными факторами воздействия на почвенный покров при проведении проектируемых работ по «Дополнению № 3 к проекту закачки…» (КРС, гидроразрывы, кислотные обработки, а также бурение, испытание и демонтаж буровых установок) будут физические и химические факторы воздействия.

Химические факторы. Основными источниками загрязнения на этапах работ по «Дополнению №3 к проекту закачки…», связанных с проведением КРС, гидроразрывов и кислотных обработок, а также бурением, испытанием и демонтажем буровых установок будут являться выхлопные газы машин и механизмов. Загрязняющие вещества, попадая в атмосферу, могут видоизменяться и выпадать на почвы. В силу временного характера, периодичности их действия, сравнительно низкой интенсивности выбросов и благоприятных для рассеивания метеоклиматических условий, воздействие на почвенный покров этого фактора оценивается как незначительное и практически неуловимое. Химическое загрязнение почв при соблюдении всех мероприятий (в частности, транспортировка и хранение химреагентов в специальной таре, сбор отходов в специальные ёмкости и контейнеры, устройство гидроизоляции площадок под различными типами оборудования и т.п.) не ожидается.

Физические факторы. На всех этапах проектных работ, связанных с проведением КРС, гидроразрывов и кислотных обработок, а также бурением, испытанием и демонтажем буровых установок передвижение транспортной техники будет происходить только в пределах дорог с твердым покрытием и оборудованных площадок, и поэтому не будет сопровождаться новыми механическими воздействиями на почвенный покров. При проведении ГРП скважин РП-6 и РП-7 оборудование будет временно размещаться на оборудованной площадке 70 м х 40 м, при этом значительные механические повреждения почвенного покрова не ожидаются. Устья проектируемых для бурения скважин будут обустроены, их площади забетонированы, что также исключит механическое воздействие на почвенный покров.

Степень техногенной трансформации почвенного покрова при любых нарушениях целостности экосистем определяется не только видом и интенсивностью воздействий, но и характером ответных реакций на них, зависящим от степени устойчивости почв к антропогенным нагрузкам, обусловленной генетическими свойствами почв и условиями их формирования.

Основными параметрами, определяющими устойчивость почв к антропогенному воздействию, являются следующие [38]:

- емкость катионного обмена;
- мощность гумусового горизонта;
- тип водного режима;
- положение почвы в катене;
- крутизна склона;
- интенсивность биогенного круговорота.

В соответствии с методикой определения оценочных баллов В. В. Снакина и др., почвы Полигонов закачки №1 и 2 характеризуются высокой степенью устойчивости к антропогенному воздействию (16 баллов). Наивысшей степенью устойчивости – 18 баллов по использованной шкале характеризуются черноземы типичные.

Благоприятные условия увлажнения способствуют развитию процессов разуплотнения почв, достаточно быстрому восстановлению растительного покрова на нарушенных участка, что останавливает процессы водной и ветровой эрозии. Потери гумуса, элементов питания растений, после нанесения удаленного и складировавшегося верхнего плодородного слоя, через 5-7 лет после проведенной рекультивации достигают уровня естественной вариабельности свойств фоновых почв, и потому при условии восстановления растительности, которое, как правило, происходит за этот период, можно сделать допущение о восстановлении почвенного покрова.

Следует иметь в виду, что при условии соблюдения мероприятий по минимизации воздействия эти нарушения будут иметь непродолжительный характер. Натурные наблюдения за состоянием территорий у Полигонов закачки и другими участками, характеризующимися сходными по интенсивности антропогенными нарушениями (законсервированные скважины, дорожные насыпи и пр.), позволяют прогнозировать, что при отсутствии химического загрязнения почв и единовременности воздействия процессы самовосстановления почвенно-растительного покрова протекают достаточно интенсивно, что связано с благоприятными природно-климатическими условиями почвообразования.

Строгое выполнение технических решений и соблюдение мероприятий по охране и защите почвенного слоя обеспечит минимальное антропогенное воздействие на него как от механических нарушений, так и от химического загрязнения. Необходимо отметить, что в рамках проекта биологический этап рекультивации не предусматривается, а техническая рекультивация будет включать в себя передислокацию всех временных сооружений и объектов (демобилизацию) после проведения запланированных работ и очистку территории.

Учитывая масштабы воздействий и время их проявления, а также природные свойства почв в районе Полигонов закачки, неблагоприятное воздействие на почвы в результате их обустройства и функционирования оценивается как слабое.

Эксплуатация Полигонов закачки №1 и №2 никакого воздействия на почвенный покров не окажет.

В критериях принятой оценки воздействия при проведении комплекса работ по «Дополнению №3 к проекту закачки…» оценка воздействие на почвы имеет вид:

- Пространственный масштаб воздействия – ***локальный*** (1 балл), т.к. площадь воздействия до 1 км^2;
- Временной масштаб воздействия – ***кратковременный*** (1 балл), т.к. продолжительность отдельных видов проектных работ (КРС, гидроразрыв, бурение нагнетательной или мониторинговой скважины) не превысят 6-и месяцев;
- Интенсивность воздействия – ***слабая*** (2 балла);
- Интегральная оценка – ***низкая*** значимость воздействия (2 балла).

4.7. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА РАСТИТЕЛЬНОСТЬ

Основным антропогенными факторами воздействия на растительность при проведении проектируемых работ по «Дополнению № 3 к проекту закачки…» (КРС, гидроразрывы, кислотные обработки, а также бурение, испытание и демонтаж буровых установок) будут физические и химические факторы воздействия.

Влияние физических факторов в большей степени характеризуется механическим воздействием на почвенно-растительный покров, вызывающим механические нарушения и проявляется, главным образом, во время ведения земляных работ в основном при бурении

скважин. Земляные работы не планируется проводить при каротаже, КРС на скважинах. При проведении ГРП скважин РП-6 и РП-7 оборудование будет временно размещаться на оборудованной площадке 70 м х 40 м, при этом значительные механические повреждения растительного покрова не ожидаются. Организация движения техники на проектных участках должна проводиться Подрядчиком строго по принятой технологии проведения работ, а движение механизмов осуществлять только по имеющимся дорогам. После демобилизации строительного Подрядчика и проведения рекультивации земель, ожидается поэтапное восстановление нарушенной растительности.

Химические факторы вызывают загрязнение окружающей среды и отдельных ее компонентов, включая почвы и растительность. Это могут быть выбросы от машин и механизмов, используемых при производстве работ. Влияние химического загрязнения атмосферы на растительные сообщества в мировой практике остаётся недостаточно изученным. Предельно допустимых концентраций для растительности не установлено. В связи с этим обсуждение устойчивости растительности к воздействию рассматривается совместно с устойчивостью почв, как с базовым компонентом почвенно-растительного покрова. В соответствии с методикой определения оценочных баллов В.В. Снакина и др., почвы Полигонов закачки характеризуются высокой степенью устойчивости к антропогенному воздействию (16 баллов). Следовательно, высокой устойчивостью обладает и растительность. Учитывая непродолжительный период работы техники, воздействие на почвы и растительность выбросов загрязняющих веществ с выхлопными газами будет незначительным и временным. Дополнительного значимого воздействия к тому воздействию, которое оказывается от уже проводимых работ на Полигонах закачки на растительность, оказываться не будет.

При бурении скважины основными источниками химического воздействия на растительность являются продукты сгорания от стационарного оборудования, вещества и материалы, используемые для приготовления буровых растворов, технологические отходы бурения, топливные и горюче-смазочные материалы, а также хозяйственно-бытовые отходы.

Необходимо повториться, что в районе проведения работ нет редких видов или исчезающих растительных сообществ, которые бы требовали особой охраны. В настоящее время, растительный покров представлен длительно-производными сообществами с фрагментами условно-коренных и участием сорнотравных, соответствующих различным стадиям зарастания залежей.

Для предотвращения нежелательных последствий при проведении планируемых работ и сокращения площадей уничтоженной и трансформированной растительностью будут проведены ряд мероприятий по охране растительности (в частности, хранение химикатов в герметичных емкостях с двойным дном, выделение и оборудование специальных мест для приготовления и дозировки химреагентов, устройство гидроизоляции площадок под оборудование, устья скважин будут обустроены, их площадки забетонированы и т.п.). Строгое выполнение технических решений и соблюдение мероприятий по охране и защите растительного покрова обеспечит минимальное антропогенное воздействие на него как от механических нарушений, так и от химического загрязнения.

Эксплуатация полигонов закачки никакого влияние на растительный покров не окажет.

Таким образом, воздействие проектируемых работ по «Дополнению №3 к проекту закачки …» на растительный покров будет следующим:

- Пространственный масштаб воздействия – ***локальный*** (1 балл), т.к. площадь воздействия до 1 км^2;

- Временной масштаб воздействия – ***кратковременный*** (1 балл), т.к. продолжительность отдельных видов проектных работ (КРС, гидроразрыв, бурение нагнетательной или мониторинговой скважины) не превысят 6-и месяцев;
- Интенсивность воздействия – ***слабая*** (2 балла);
- Интегральная оценка – ***низкая*** значимость воздействия (2 балла).

4.8. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ЖИВОТНЫЙ МИР

В настоящее время существующие Полигоны закачки оказывают слабое и локальное воздействие на животный мир территории. Площадки нагнетательных и наблюдательных скважин занимают небольшие участки (~2 га) площади, на которой большую часть времени не проводится никакой визуально-наблюдаемой деятельности, которая могла бы оказать отпугивающее действие на животных. Площадки скважин огорожены, что препятствует проникновению на их территорию крупных животных. Постоянный технологический мониторинг позволяет поддерживать надлежащее санитарное состояние площадок, что гарантирует отсутствие на площадках мусора, видимых следов загрязнений.

Как показывает опыт, в результате производственной деятельности техногенное преобразование может оказаться одной из причин, способной сократить места обитания, на которых могут жить в состоянии естественной свободы различные виды животных. При этом возможно, как уничтожение или разрушение критических биотопов (мест размножения, нор, гнезд и т.д.), так и подрыв кормовой базы и уничтожение отдельных особей. Частичная трансформация ландшафта обычно сопровождается загрязнением территории, что обуславливает их совместное действие.

Наиболее существенное влияние на фаунистические группировки позвоночных животных могут оказать следующие виды подготовительных и текущих работ:

- снятие плодородного слоя почвы на всей поверхности участков территории, предназначенной для бурения скважин и последующего обустройства и т.д.;
- сооружение новых дорог;
- складирование вспомогательного оборудования;
- загрязнение территории нефтепродуктами и тяжелыми металлами, химреагентами, промышленно-бытовыми отходами, выбросами токсичных веществ вследствие утечки сероводорода;
- производственный шум, служащий фактором беспокойства для многих видов птиц и млекопитающих.

Постоянное присутствие людей, работающая техника и передвижение автотранспорта может оказать негативное влияние на условия гнездования птиц в ближайших окрестностях.

Вместе с тем хозяйственная деятельность не внесет существенных изменений в жизнедеятельность таких видов, как большая и краснохвостая песчанка, желтый и малый суслик. Возможно появление в жилых и хозяйственных постройках домовой мыши и серого хомячка и увеличение их численности на прилежащих участках.

Общее сокращение видов и количества ландшафтных птиц, в какой-то мере будет компенсироваться увеличением численности синантропных форм.

Для снижения негативного влияния на животный мир в целом, необходимо выполнение следующих мероприятий:

- снижение площадей нарушенных земель;

- соблюдение норм шумового воздействия;
- создание ограждений для предотвращения попадания животных на производственные площадки;
- поддержание в чистоте территории работ;
- проведение рекультивационных работ;
- исключение несанкционированных проездов вне дорожной сети;
- запрет на несанкционированную охоту, разорение птичьих гнезд и т.д.

Проектируемые работы по «Дополнению № 3 к проекту закачки…» будут проводиться в пределах уже существующей площадки Полигонов закачки на огороженной со всех сторон территории.

Над территорией полигонов закачки промсточных вод отсутствуют линии электропередач (ЛЭП) больших и малых напряжений, строительство таких ЛЭП по объему работ «Дополнения №3 к проекту закачки…» также не планируется в дальнейшем. Поэтому не планируется применять птицезащитные устройства при производстве работ.

Позвоночные животные на территории Полигона отсутствуют. Данный район практически не используется животными и птицами для питания, гнездования или для других целей. Это объясняется высокой степенью нарушенности растительности (выкос), высоким уровнем деятельности человека на площадке, а также отсутствием ценных мест обитания. В целом, воздействие на животный мир от проектируемых работ оценивается следующим образом:

- Пространственный масштаб воздействия – ***ограниченный*** (2 балла), когда площадь воздействия до 10 км^2;
- Временной масштаб – ***кратковременный*** (1 балл), т.к. продолжительность отдельных видов проектных работ (КРС, гидроразрыв, бурение нагнетательной или мониторинговой скважины) не превысят 6-и месяцев;
- Интенсивность воздействия – ***слабая*** (2 балла);
- Интегральная оценка выражается ***4 баллами – низкая*** *значимость воздействия*.

4.9. ВОДОХОЗЯЙСТВЕННАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ, СВЯЗАННАЯ С ПОЛИГОНАМИ ЗАКАЧКИ

В настоящем разделе выполнен расчет объемов водопотребления и водоотведения по объемам работ для вариантов намечаемой деятельности, предусмотренных Дополнением №3 к Проекту закачки сточных вод в глубокие горизонты (далее – Дополнение №3), приведенных в Разделе 2.8, а также представлены расчеты основному Проекту и дополнениям, внесенными авторским надзором (далее - основной Проект). Расчёты выполнены на 2023-2037 гг.

При составлении данного раздела были использованы следующие нормативные источники: 1, 6, 9, 17, 21, 25, 26.

Проектом предполагается, что во время проведения работ, рабочие будут проживать во временных лагерях не далеко от места проведения работ.

Для бытового обслуживания и организации трёхразового питания обслуживающего персонала на период работ на каждой скважине имеются собственные вагончики с умывальниками, унитазами и комнатами для приёма пищи. Приготовление пищи на буровых площадках не предусмотрено, готовая пища доставляется из городка буровиков.

Питьевые нужды рабочих будут обеспечиваться подрядной организацией – привозная бутилированная вода.

Доставка пресной воды для *хозяйственно-бытовых нужд* рабочих будет осуществляться специальным автотранспортом из магистрального водовода питьевой воды. Вода для хозяйственных целей закачивается в аккумулирующие ёмкости в вагончиках.

Водоснабжение для *технических нужд* производится автоцистернами из технического водовода месторождения. Хранение воды будет осуществляться в специальных резервуарах на площадках.

Для каждой стадии исследований после проведения нагнетательного теста будет проведена кислотная промывка 15% соляной кислотой (HCl) с целью восстановления приемистости. Приготовление растворов/рассолов осуществляется на Экоцентре (установке УОЖО), кислота доставляется подрядчиком. И рассол, и кислота доставляются на скважину и хранятся в специально предусмотренных для этих целей емкостях. Поскольку вышеперечисленные жидкости приготавливаются централизованно не на скважине, поэтому потребление технической воды для их приготовления не рассматривается. Неиспользованная кислота будет нейтрализована кальцинированной содой (45 кг на 1,2 м^3 кислоты) и вывозится на КУО.

Данные о количестве необходимых жидкостей, реагентов и проппантов будут уточнены в соответствии с выполненным моделированием процесса ГРП и на этапе лабораторных испытаний, по процедуре КПО и программы КРС на данную скважину. В которых также будет разработан план на случай непредвиденных ситуаций.

Расход воды на хозяйственно-бытовые нужды выполнен в соответствии с требованиями СП РК 4.01-101-2012 «Внутренний водопровод и канализация зданий и сооружений», прил. В, табл. В.1. Расчет водопотребления для производственных нужд выполнен на основании данных, представленных в техпроекте.

Образовавшиеся хозяйственно-бытовые сточные вод по самотечным канализационным трубам отводятся в специальные ёмкости, из которых сточные воды, при наличии результатов анализа, согласно процедурам КПО б.в., спецавтотранспортом вывозятся на очистные сооружения Административно-гостиничного комплекса. Периодичность вывоза составляет 1 – 2 суток.

При компрессировании скважины предполагается откачка пластовой воды. Вода обратной промывки из резервуара осветленной воды 6-562-TZ-01 перекачивается в четыре емкости SKIP. При наполнении емкостей SKIP вода и образуемый осадочный шлам вывозятся на Экоцентр, вода для очистки на установке УОЖО, а осадочный шлам для обезвреживания. После очистки вода вновь поступает в лагуну КПК, а затем направляется на закачку на Полигон № 2.

Очищенный буровой раствор вывозится для повторного использования на других объектах бурения, или направляется на «Комплекс утилизации отходов».

Расчеты по водопотреблению и водоотведению представлены в Приложении 24.

4.9.1. Полигон № 1

Дополнительных технических решений касательно этого Полигона в настоящем проекте (Дополнение №3) не предусматривается.

В рамках основного Проекта будут продолжаться мониторинговые работы на наблюдательных скважинах и кислотные обработки существующих нагнетательных скважин.

Кислотные обработки существующих скважин

Продолжительность работ составит 12 дней на каждой скважине, из них: 8 дней на обработки и 4 дня на компрессирование. Для выполнения работ будет привлечено 20 специалистов.

Объем водопотребления на хозяйственно-питьевые нужды при выполнении работ по одной скважине составит 2,92 м^3/сут, 35,04 м^3/период.

Объем хоз-бытовых сточных вод при выполнении работ по одной скважине составит 2,92 м^3/сут, 35,04 м^3/период.

При кислотных промывках будут образовываться производственные сточные воды. Объем нейтрализованной кислоты составит 9,52 м^3 при обработке одной скважины.

Мониторинговые работы

Потребление воды на хозяйственно-питьевые и производственные нужды при проведении мониторинговых работ не предполагается.

В результате откачки до 3 объемов скважины перед отбором проб воды будут образовываться пластовые воды. Объем пластовой воды при пробной откачке ориентировочно составит 192 м^3 при обработке одной скважины. Все воды, откачиваемые из наблюдательных скважин в рамках мониторинга ПВ, автотранспортом направляются для слива и временного хранения в Чек №2 «Площадки временного хранения твердых отходов и отработанных буровых жидкостей» согласно «Процедуре по учету, хранению и использованию соленасыщенных подземных вод в Чеке №2» (№KPO-WO-WEL-PRO-00026-R) и «Процедуре по учету, хранению и утилизации соленасыщенных подземных вод из наблюдательных скважин в зоне газонакопления. Чек №2» (№KPO-WO-WEL-PRO-00028-E).

Согласно «Технологическому регламенту по эксплуатации Площадки временного хранения твердых отходов и отработанных буровых жидкостей. KPO-WM-OPN-TRE-00014-R» соленасыщенные подземные воды, откачиваемые из наблюдательных скважин глубиной до 2000 м хранятся в Чеке №2 и в последующем после их очистки и подготовки на КУО (Экоцентр) используются для нужд отдела скважинных операций.

Откачка пластовой воды и приготовление растворов для кислотных промывок в объемах водопотребления не учтены, так как растворы поставляются на скважинные операции с других объектов КПО в готовом виде.

Расчеты по водопотреблению и водоотведению по основному Проекту представлены в Приложении 24.

4.9.2. Полигон № 2

На Полигоне №2 планируется проведение следующих работ, предусмотренных Дополнением №3 к Проекту закачки сточных вод в глубокие горизонты:

1-й вариант:

2023 г. – КРС + ГРП скв. РП-6;

2024 г. – КРС+ГРП скв. РП-7;

2025 – 2037 гг. – других работ не намечено.

2-й вариант:

подвариант 2а:

2023 г. – КРС + ГРП скв. РП-6;

2024 г. – КРС+ГРП скв. РП-7;

2025 г. – КРС скв. 9835;

2025 г. – Бурение скв. Г-9;

2026 – 2037 гг. – кислотные обработки скв. 9835 и мониторинг скв. Г-9.

подвариант 2б:

2023 г. – КРС + ГРП скв. РП-6;

2024 г. – КРС+ГРП скв. РП-7;

2025 г. – Бурение скв. РП-9;

2025 г. – Бурение скв. Г-9;

2026 – 2037 гг. – кислотные обработки скв. РП-9 и мониторинг скв. Г-9.

КРС и ГРП скважин РП-6 и РП-7

Для проведения КРС скважин РП-6 и РП-7 была выбрана установка ZJ-20 компании АО «КазБурГаз. Также планируется проведение гидроразрыва пласта на данных скважинах. Общее планируемое количество дней на проведение данных видов работ по каждой скважине составляет 64 дня. Для выполнения работ будет привлечено 55 специалистов.

Перевод скважины 9835 из фонда ликвидированных в нагнетательные

Работы по переводу скважины 9835 из фонда ликвидированных в нагнетательные, для утилизации промышленных сточных вод включают в себя КРС. Учитывая проведение работ по капитальному ремонту в скважинах, предназначенных для утилизации и захоронения промышленных сточных вод на Полигоне №2, была выбрана установка ZJ-20 компании АО «КазБурГаз».

Если по данным ГИС будет обнаружено плохое состояние колонны ниже интервалов перфорации для утилизации, то может быть принято решение об установке цементного моста с целью предотвращения разгерметизации эксплуатационной колонны во время закачки промстоков.

Общее планируемое количество дней на проведение данных видов работ по каждой скважине составляет 53,5 дня. Для выполнения работ будет привлечено 18 специалистов.

Бурение скважины РП-9 и наблюдательной скважины Г-9

На Полигоне №2 планируется бурение нагнетательной скважины РП-9 с проектной глубиной 2650 м. Бурение скважины РП-9 вероятнее всего будет проводиться при помощи буровой установки RIG-216 или RIG 107 компании KMG Parker Drilling.

Для повышения приемистости скважины при нагнетании для обоих резервуаров предусматриваются промывка, компрессирование, свабирование, соляно-кислотная обработка (15% соляной кислотой) путем прямой закачки в НКТ и вытеснением ее в пласт рассолом (производится в несколько этапов).

Полный объём работ предусматривает вызов притока и откачку подземной жидкости из скважины (2 объёма ствола скважины) с целью очистки ствола скважины на первом этапе работ до получения стабильных характеристик пластовой воды и отбор пробы на химанализы.

Обща продолжительность работ составит 67,5 дней. Для выполнения работ будет привлечено 30 специалистов.

Бурение скважины Г-9 будет проводиться при помощи буровой установки А-50, ПАП 60/80 или идентичная в полном оснащении. По мере готовности скважины, она будет опробована, будут отобраны пробы подземных вод. Продолжительность предполагаемых операций при

бурении скважины Г-9 составит 13,5 дней. Для выполнения работ будет привлечено 16 специалистов.

Опытные работы

К опытным работам относятся пробные одиночные откачки и пробные нагнетания, которые будут осуществляться по завершении бурения новых нагнетательной и наблюдательной скважин РП-9 и Г-9 или после КРС скважины 9835.

По скважинам 9835 (или РП-9) полный объём работ предусматривает вызов притока и откачку подземной жидкости из скважины (2 объёма ствола скважины) с целью очистки ствола скважины на первом этапе работ до получения стабильных характеристик пластовой воды и отбор пробы на химические анализы. Вывоз пластовой воды осуществляется автоцистерной.

После одиночных откачек и следующих за ними глубинными замерами и отбором проб воды производятся испытания интервала пробным нагнетанием технической воды. В случае невысокой приемистости, после проведения пробного нагнетания технической воды, вновь ведется освоение объекта испытаний в целях повышения его поглощающей способности. Для этого применяется метод интенсификации – соляно-кислотная обработка, может быть даже и гидравлический разрыв. После применения любого из методов интенсификации, скважина должна быть промыта и желательно откомпрессирована, затем вновь проводится пробное нагнетание.

В соответствии с существующей методикой, отработанной КПО, продолжительность опытного одиночного нагнетания в одной скважине составляет до 3 суток, при этом объем нагнетания ступенчато увеличивается (как правило, три ступени, каждая примерно по 24 часа). После нагнетания производится восстановление давления в течение 72 часов. Из опыта проведения аналогичных работ на первой ступени нагнетания объем закачки может составлять ориентировочно до 100 м^3/сут, на второй и третьей соответственно 200 и 300 м^3/сут. При этом давление на устье скважины на конец опыта может составлять порядка 25 бар.

Пробная одиночная откачка из скважины Г-9, пробуренной на неоген-четвертичные отложения необходима для определения фильтрационных свойств неглубоко залегающих водоносных акчагыльских отложений. При этом объём откаченной жидкости может составить до 50 м^3.

Опытные работы включены в общий расчет по каждой скважине.

Перфорационная и надпакерная жидкость

Перфорационная жидкость

С целью сохранения коллекторских характеристик продуктивных пластов, необходимо использовать наиболее эффективные жидкости для заканчивания скважин перфорацией, которыми являются очищенные от механических примесей водные растворы ($CaCO_3$, KCl, K_2O_3), концентрация которых определяется величиной плотности рассола, необходимой для безопасного вскрытия пластов в каждом конкретном случае.

Для предупреждения значительного поступления рассола в пласт, в результате его высокой фильтрации, рассол рекомендуется загущать специальными загущающими полимерами.

Для снижения поверхностного натяжения на границе сред, необходимо вводить неионогенные поверхностно-активные вещества (НПАВ).

Для нейтрализации (поглощения) углекислого газа (CO_2) рекомендуется вводить реагенты-поглотители.

Для приготовления перфорационной жидкости использовать очищенный водный раствор NaCl, плотностью 1.16 г/см^3.

Надпакерная жидкость

С целью предупреждения коррозии эксплуатационных колонн и колонн насосно-компрессорных труб (НКТ) в процессе эксплуатации контрольно-наблюдательных и нагнетательных скважин, в качестве надпакерной жидкости использовать жидкость, в составе которой есть ингибитор коррозии, бактерицид. В качестве запасного варианта допускается использовать смесь воды и гликоля в соотношении 50/50, обработанную ингибитором коррозии.

Расчеты по водопотреблению и водоотведению в период проведения намечаемых работ, предусмотренные Дополнением №3 к Проекту закачки сточных вод в глубокие горизонты, представлены в Приложении 24.

В рамках основного Проекта будут продолжаться мониторинговые работы на наблюдательных скважинах и кислотные обработки существующих нагнетательных скважин.

В соответствии с текущими проектами на Полигоне №2 также продолжаются:

- КРС существующих скважин;
- Кислотные обработки существующих скважин;
- Мониторинговые наблюдения на существующих скважинах.

Кислотные обработки существующих скважин

Продолжительность работ составит 12 дней на каждой скважине, из них: 8 дней на обработки и 4 дня на компрессирование. Для выполнения работ будет привлечено 20 специалистов.

Объем водопотребления на хозяйственно-питьевые нужды при выполнении работ по одной скважине составит: 2,92 м^3/сут, 35,04 м^3/период.

Объем хоз-бытовых сточных вод при выполнении работ по одной скважине составит: 2,92 м^3/сут, 35,04 м^3/период.

При кислотных промывках будут образовываться производственные сточные воды. Объем нейтрализованной кислоты составит 9,52 м^3 при обработке одной скважины.

Мониторинговые работы

Потребление воды на хозяйственно-питьевые и технические нужды при проведении мониторинговых работ не предполагается.

В результате откачки до 3 объемов скважины перед отбором проб воды будут образовываться пластовые воды. Объем пластовой воды при пробной откачке ориентировочно составит 192 м^3 при обработке одной скважины. Соленасыщенные подземные воды, откачиваемые из наблюдательных скважин глубиной до 2000 м хранятся в Чеке №2 и в последующем после их очистки и подготовки на КУО (Экоцентр) используются для нужд отдела скважинных операций.

КРС существующих скважин

Объем водопотребления на хозяйственно-питьевые нужды при выполнении работ по одной скважине составит: 38 м^3/сут, 127,02 м^3/период.

Объем хоз-бытовых сточных вод при выполнении работ по одной скважине составит: 38 м^3/сут, 127,02 м^3/период.

Объем нейтрализованной кислоты составит 9,52 м^3 на одну скважину.

Объем откачанной пластовой воды составит 192,0 м^3 на одну скважину.

Откачка пластовой воды и приготовление растворов для кислотных промывок в объемах водопотребления не учтены, так как растворы поставляются на скважинные операции с других объектов КПО в готовом виде.

Расчеты по водопотреблению и водоотведению представлены в Приложении 24.

Объемы водопотребления и водоотведения на период проведения работ по проектным решениям, предусмотренным Дополнением №3 и основному Проекту на 2023-2037 гг., представлены в таблицах 4.9.1-4.9.3.

Таблица 4.9.1 Сводная таблица объемов водопотребления и водоотведения по Дополнению №3 (1-й вариант) и по основному Проекту на 2023-2037 гг.

№ пп	Наименование потребителей	Объем водопотребления, м³/период			Объем водоотведения, м³/период			Безвозвратное водопотребление, м³/период
		Всего:	Хоз-питьевые нужды	Производственные нужды	Всего:	Хозяйственно-бытовые сточные воды	Производственные сточные воды	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
2023 г.								
Работы, предусмотренные дополнением №3 к Проекту закачки сточных вод в глубокие горизонты								
1	КРС и ГРП РП-6	2412,9	390,4	2022,5	591,92	390,4	201,52	2022,5
	Итого:	***2412,9***	***390,4***	***2022,5***	***591,92***	***390,4***	***201,52***	***2022,5***
Работы, предусмотренные основным Проектом и дополнениями, внесенными авторским надзором								
1	Кислотные обработки (10 обработок)	350,4	350,4		445,6	350,4	95,2	-
2	Мониторинг скважин. Комплексное исследование. Компрессирование	0	-	-	7680	-	7680	-
	Итого:	350,4	350,4	0	8125,6	350,4	7775,2	-
	Всего 2023 год:	***2763,3***	***740,8***	***2022,5***	***8717,52***	***740,8***	***7976,72***	***2022,5***
2024 г.								
Работы, предусмотренные дополнением №3 к Проекту закачки сточных вод в глубокие горизонты								
1	КРС и ГРП РП-7	2412,9	390,4	2022,5	591,92	390,4	201,52	2022,5
	Итого:	***2412,9***	***390,4***	***2022,5***	***591,92***	***390,4***	***201,52***	***2022,5***
Работы, предусмотренные основным Проектом и дополнениями, внесенными авторским надзором								
1	Кислотные обработки (10 обработок)	350,4	350,4	-	445,6	350,4	95,2	-
2	Мониторинг скважин. Комплексное исследование. Компрессирование	0	-	-	7680	-	7680	-
	Итого:	350,4	350,4	0	8125,6	350,4	7775,2	-
	Всего 2024 год:	***2763,3***	***740,8***	***2022,5***	***8717,52***	***740,8***	***7976,72***	***2022,5***
2025 г.								
Работы, предусмотренные основным Проектом и дополнениями, внесенными авторским надзором								
1	Кислотные обработки (10 обработок)	350,4	350,4	-	445,6	350,4	95,2	-
2	Мониторинг скважин. Комплексное исследование. Компрессирование	0	-	-	7680	-	7680	-
	Всего 2025 год:	***350,4***	***350,4***	***0***	***8125,6***	***350,4***	***7775,2***	***-***

№ пп	Наименование потребителей	Объем водопотребления, м³/период			Объем водоотведения, м³/период			Безвозвратное водопотребление, м³/период
		Всего:	Хоз-питьевые нужды	Производственные нужды	Всего:	Хозяйственно-бытовые сточные воды	Производственные сточные воды	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
2026 г.								
Работы, предусмотренные основным Проектом и дополнениями, внесенными авторским надзором								
1	Кислотные обработки (10 обработок)	350,4	350,4	-	445,6	350,4	95,2	-
2	Мониторинг скважин. Комплексное исследование. Компрессирование	0	-	-	7680	-	7680	-
3	КРС нагнетательных скважин (1)	127,02	127,02	-	328,54	127,02	201,52	-
	Всего 2026 год:	***477,42***	***477,42***	***0***	***8454,14***	***477,42***	***7976,72***	**-**
2027 г.								
Работы, предусмотренные основным Проектом и дополнениями, внесенными авторским надзором								
1	Кислотные обработки (10 обработок)	350,4	350,4	-	445,6	350,4	95,2	-
2	Мониторинг скважин. Комплексное исследование. Компрессирование	0	-	-	7680	-	7680	-
	Всего 2027 год:	***350,4***	***350,4***	***0***	***8125,6***	***350,4***	***7775,2***	**-**
2028-2032 гг.								
Работы, предусмотренные основным Проектом и дополнениями, внесенными авторским надзором								
1	Кислотные обработки (50 обработок)	1752	1752	-	2228	1752	476	-
2	Мониторинг скважин. Комплексное исследование. Компрессирование	0	-	-	46080	-	46080	*
3	КРС нагнетательных скважин (1)	127,02	127,02	-	328,54	127,02	201,52	-
	Всего 2028-2032 гг.:	***1879,02***	***1879,02***	***0***	***48636,54***	***1879,02***	***46757,52***	**-**
2033-2037 гг.								
Работы, предусмотренные основным Проектом и дополнениями, внесенными авторским надзором								
1	Кислотные обработки (50 обработок)	1752	1752	-	2228	1752	476	-
2	Мониторинг скважин. Комплексное исследование. Компрессирование	0	-	-	46080	-	46080	-
3	КРС нагнетательных скважин (1)	127,02	127,02	-	328,54	127,02	201,52	-
	Всего 2028-2032 гг.:	***1879,02***	***1879,02***	***0***	***48636,54***	***1879,02***	***46757,52***	**-**

Таблица 4.9.2 Сводная таблица объемов водопотребления и водоотведения по Дополнению №3 (2-й вариант, подвариант 2а) и по основному Проекту на 2023-2037 гг.

№ пп	Наименование потребителей	Объем водопотребления, м³/период			Объем водоотведения, м³/период			Безвозвратное водопотребление, м³/период
		Всего:	Хоз-питьевые нужды	Производственные нужды	Всего:	Хозяйственно-бытовые сточные воды	Производственные сточные воды	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
2023 г.								
Работы, предусмотренные дополнением №3 к Проекту закачки сточных вод в глубокие горизонты								
1	КРС и ГРП РП-6	2412,9	390,4	2022,5	591,92	390,4	201,52	2022,5
	Итого:	***2412,9***	***390,4***	***2022,5***	***591,92***	***390,4***	***201,52***	***2022,5***
Работы, предусмотренные основным Проектом и дополнениями, внесенными авторским надзором								
1	Кислотные обработки (10 обработок)	350,4	350,4	-	445,6	350,4	95,2	-
2	Мониторинг скважин. Комплексное исследование. Компрессирование	0	-	-	7680	-	7680	-
	Итого:	350,4	350,4	0	8125,6	350,4	7775,2	-
	Всего 2023 год:	***2763,3***	***740,8***	***2022,5***	***8717,52***	***740,8***	***7976,72***	***2022,5***
2024 г.								
Работы, предусмотренные дополнением №3 к Проекту закачки сточных вод в глубокие горизонты								
1	КРС и ГРП РП-7	2412,9	390,4	2022,5	591,92	390,4	201,52	2022,5
	Итого:	***2412,9***	***390,4***	***2022,5***	***591,92***	***390,4***	***201,52***	***2022,5***
Работы, предусмотренные основным Проектом и дополнениями, внесенными авторским надзором								
1	Кислотные обработки (10 обработок)	350,4	350,4	-	445,6	350,4	95,2	-
2	Мониторинг скважин. Комплексное исследование. Компрессирование	0	-	-	7680	-	7680	-
	Итого:	350,4	350,4	0	8125,6	350,4	7775,2	-
	Всего 2024 год:	***2763,3***	***740,8***	***2022,5***	***8717,52***	***740,8***	***7976,72***	***2022,5***
2025 г.								
Работы, предусмотренные дополнением №3 к Проекту закачки сточных вод в глубокие горизонты								
1	Перевод скважины 9835 из фонда ликвидированных в нагнетательные	1677,5	107	1570,5	1579,5	107	1472,5	98
2	Бурение скважины Г-9	171,36	24,3	147,06	334,042	24,3	309,742	29,318
	Итого:	***1848,86***	***131,3***	***1717,56***	***1913,542***	***131,3***	***1782,242***	***127,318***
Работы, предусмотренные основным Проектом и дополнениями, внесенными авторским надзором								
1	Кислотные обработки (10 обработок)	350,4	350,4	0	445,6	350,4	95,2	0

№ пп	Наименование потребителей	Объем водопотребления, м³/период			Объем водоотведения, м³/период			Безвозвратное водопотребление, м³/период
		Всего:	Хоз-питьевые нужды	Производственные нужды	Всего:	Хозяйственно-бытовые сточные воды	Производственные сточные воды	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
2	Мониторинг скважин. Комплексное исследование. Компрессирование	0	0	0	7680	0	7680	0
	Итого:	350,4	350,4	0	8125,6	350,4	7775,2	0
	Всего 2025 год:	***2199,26***	***481,7***	***1717,56***	***10039,142***	***481,7***	***9557,442***	***127,318***
2026 г.								
Работы, предусмотренные дополнением №3 к Проекту закачки сточных вод в глубокие горизонты								
1	Кислотные обработки в 9835 (2 обработок)	70,08	70,08	-	89,12	70,08	19,04	-
2	Мониторинг. Компрессирование Г-9 (4 р/год)	0	-	-	576	-	576	-
	Итого:	***70,08***	***70,08***	***0***	***665,12***	***70,08***	***595,04***	***-***
Работы, предусмотренные основным Проектом и дополнениями, внесенными авторским надзором								
1	Кислотные обработки (10 обработок)	350,4	350,4	-	445,6	350,4	95,2	-
2	Мониторинг скважин. Комплексное исследование. Компрессирование	0	-	-	7680	0	7680	-
3	КРС нагнетательных скважин (1)	127,02	127,02	-	328,54	127,02	201,52	-
	Итого:	***477,42***	***477,42***	***0***	***8454,14***	***477,42***	***7976,72***	***0***
	Всего 2026 год:	***547,5***	***547,5***	***0***	***9119,26***	***547,5***	***8571,76***	***0***
2027 г.								
Работы, предусмотренные дополнением №3 к Проекту закачки сточных вод в глубокие горизонты								
1	Кислотные обработки в 9835 (2 обработок)	70,08	70,08	-	89,12	70,08	19,04	-
2	Мониторинг. Компрессирование Г-9 (4 р/год)	0	-	-	576	-	576	-
	Итого:	***70,08***	***70,08***	***0***	***665,12***	***70,08***	***595,04***	***0***
Работы, предусмотренные основным Проектом и дополнениями, внесенными авторским надзором								
1	Кислотные обработки (10 обработок)	350,4	350,4	-	445,6	350,4	95,2	-
2	Мониторинг скважин. Комплексное исследование. Компрессирование	0	-	-	7680	-	7680	-
	Итого:	***350,4***	***350,4***	***0***	***8125,6***	***350,4***	***7775,2***	***0***
	Всего 2027 год:	***420,48***	***420,48***	***0***	***8790,72***	***420,48***	***8370,24***	***0***

№ пп	Наименование потребителей	Объем водопотребления, м³/период			Объем водоотведения, м³/период			Безвозвратное водопотребление, м³/период
		Всего:	Хоз-питьевые нужды	Производственные нужды	Всего:	Хозяйственно-бытовые сточные воды	Производственные сточные воды	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
2028-2032 гг.								
Работы, предусмотренные дополнением №3 к Проекту закачки сточных вод в глубокие горизонты								
1	Кислотные обработки в 9835 (10 обработок)	350,4	350,4	-	445,6	350,4	95,2	-
2	Мониторинг Компрессирование Г-9 (20 р)	0	-	-	3840	-	3840	-
	Итого:	***350,4***	***350,4***	***0***	***4285,6***	***350,4***	***3935,2***	***0***
Работы, предусмотренные основным Проектом и дополнениями, внесенными авторским надзором								
1	Кислотные обработки (50 обработок)	1752	1752	-	2228	1752	476	-
2	Мониторинг скважин. Комплексное исследование. Компрессирование	0	-	-	46080	-	46080	-
3	КРС нагнетательных скважин (1)	127,02	127,02	-	328,54	127,02	201,52	-
	Итого:	***1879,02***	***1879,02***	***0***	***48636,54***	***1879,02***	***46757,52***	***0***
	Всего 2028-2032 гг.:	***2229,42***	***2229,42***	***0***	***52922,14***	***2229,42***	***50692,72***	***0***
2033-2037 гг.								
Работы, предусмотренные дополнением №3 к Проекту закачки сточных вод в глубокие горизонты								
1	Кислотные обработки в 9835 (10 обработок)	350,4	350,4	-	445,6	350,4	95,2	-
2	Мониторинг Компрессирование Г-9 (20 р)	0	-	-	3840	-	3840	-
	Итого:	***350,4***	***350,4***	***0***	***4285,6***	***350,4***	***3935,2***	***0***
Работы, предусмотренные основным Проектом и дополнениями, внесенными авторским надзором								
1	Кислотные обработки (50 обработок)	1752	1752	0	2228	1752	476	-
2	Мониторинг скважин. Комплексное исследование. Компрессирование	0	-	-	46080	-	46080	-
3	КРС нагнетательных скважин (1)	127,02	127,02	-	328,54	127,02	201,52	-
	Итого:	***1879,02***	***1879,02***	***0***	***48636,54***	***1879,02***	***46757,52***	***0***
	Всего 2033-2037 гг.:	***2229,42***	***2229,42***	***0***	***52922,14***	***2229,42***	***50692,72***	***0***

Таблица 4.9.3 Сводная таблица объемов водопотребления и водоотведения по Дополнению №3 (2-й вариант, подвариант 2б) и по основному Проекту на 2023-2037 гг.

№ пп	Наименование потребителей	Объем водопотребления, м³/период			Объем водоотведения, м³/период			Безвозвратное водопотребление, м³/период
		Всего:	Хоз-питьевые нужды	Производственные нужды	Всего:	Хозяйственно-бытовые сточные воды	Производственные сточные воды	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
2023 г.								
Работы, предусмотренные дополнением №3 к Проекту закачки сточных вод в глубокие горизонты								
1	КРС и ГРП РП-6	2412,9	390,4	2022,5	591,92	390,4	201,52	2022,5
	Итого:	***2412,9***	***390,4***	***2022,5***	***591,92***	***390,4***	***201,52***	***2022,5***
Работы, предусмотренные основным Проектом и дополнениями, внесенными авторским надзором								
1	Кислотные обработки (10 обработок)	350,4	350,4	-	445,6	350,4	95,2	-
2	Мониторинг скважин. Комплексное исследование. Компрессирование	0	-	-	7680	-	7680	-
	Итого:	***350,4***	***350,4***	***0***	***8125,6***	***350,4***	***7775,2***	***-***
	Всего 2023 год:	***2763,3***	***740,8***	***2022,5***	***8717,52***	***740,8***	***7976,72***	***2022,5***
2024 г.								
Работы, предусмотренные дополнением №3 к Проекту закачки сточных вод в глубокие горизонты								
1	КРС и ГРП РП-7	2412,9	390,4	2022,5	591,92	390,4	201,52	2022,5
	Итого:	***2412,9***	***390,4***	***2022,5***	***591,92***	***390,4***	***201,52***	***2022,5***
Работы, предусмотренные основным Проектом и дополнениями, внесенными авторским надзором								
1	Кислотные обработки (10 обработок)	350,4	350,4	-	445,6	350,4	95,2	-
2	Мониторинг скважин. Комплексное исследование. Компрессирование	0	-	-	7680	-	7680	-
	Итого:	***350,4***	***350,4***	***0***	***8125,6***	***350,4***	***7775,2***	***-***
	Всего 2024 год:	***2763,3***	***740,8***	***2022,5***	***8717,52***	***740,8***	***7976,72***	***2022,5***
2025 г.								
Работы, предусмотренные дополнением №3 к Проекту закачки сточных вод в глубокие горизонты								
1	Бурение скв. РП-9	1935,4	229,5	1705,9	1900,5	229,5	1671	236,42
2	Бурение скважины Г-9	171,36	24,3	147,06	334,042	24,3	309,742	29,318
	Итого:	***2106,76***	***253,8***	***1852,96***	***2234,542***	***253,8***	***1980,742***	***265,738***
Работы, предусмотренные основным Проектом и дополнениями, внесенными авторским надзором								
1	Кислотные обработки (10 обработок)	350,4	350,4	-	445,6	350,4	95,2	-
2	Мониторинг скважин. Комплексное исследование. Компрессирование	0	-	-	7680	0	7680	-

№ пп	Наименование потребителей	Объем водопотребления, м³/период			Объем водоотведения, м³/период			Безвозвратное водопотребление, м³/период
		Всего:	Хоз-питьевые нужды	Производственные нужды	Всего:	Хозяйственно-бытовые сточные воды	Производственные сточные воды	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
	Итого:	***350,4***	***350,4***	***0***	***8125,6***	***350,4***	***7775,2***	***-***
	Всего 2025 год:	***2457,16***	***604,2***	***1852,96***	***10360,142***	***604,2***	***9755,942***	***265,738***
2026 г.								
Работы, предусмотренные дополнением №3 к Проекту закачки сточных вод в глубокие горизонты								
1	Кислотные обработки в РП-9 (2 обработок)	70,08	70,08	-	89,12	70,08	19,04	-
2	Мониторинг. Компрессирование Г-9 (4 р/год)	0	-	-	576	-	576	-
	Итого:	***70,08***	***70,08***	***0***	***665,12***	***70,08***	***595,04***	***-***
Работы, предусмотренные основным Проектом и дополнениями, внесенными авторским надзором								
1	Кислотные обработки (10 обработок)	350,4	350,4	-	445,6	350,4	95,2	-
2	Мониторинг скважин. Комплексное исследование. Компрессирование	0	-	-	7680	-	7680	-
3	КРС нагнетательных скважин (1)	127,02	127,02	-	328,54	127,02	201,52	-
	Итого:	***477,42***	***477,42***	***0***	***8454,14***	***477,42***	***7976,72***	***-***
	Всего 2026 год:	***547,5***	***547,5***	***0***	***9119,26***	***547,5***	***8571,76***	***-***
2027 г.								
Работы, предусмотренные дополнением №3 к Проекту закачки сточных вод в глубокие горизонты								
1	Кислотные обработки в РП-9 (2 обработок)	70,08	70,08	-	89,12	70,08	19,04	-
2	Мониторинг. Компрессирование Г-9 (4 р/год)	0	-	-	576	-	576	-
	Итого:	***70,08***	***70,08***	***0***	***665,12***	***70,08***	***595,04***	***-***
Работы, предусмотренные основным Проектом и дополнениями, внесенными авторским надзором								
1	Кислотные обработки (10 обработок)	350,4	350,4	-	445,6	350,4	95,2	-
2	Мониторинг скважин. Комплексное исследование. Компрессирование	0	-	-	7680	-	7680	-
	Итого:	***350,4***	***350,4***	***0***	***8125,6***	***350,4***	***7775,2***	***-***
	Всего 2027 год:	***420,48***	***420,48***	***0***	***8790,72***	***420,48***	***8370,24***	***-***
2028-2032 гг.								
Работы, предусмотренные дополнением №3 к Проекту закачки сточных вод в глубокие горизонты								
1	Кислотные обработки в РП-9 (10 обработок)	350,4	350,4	-	445,6	350,4	95,2	-

№ пп	Наименование потребителей	Объем водопотребления, м³/период			Объем водоотведения, м³/период			Безвозвратное водопотребление, м³/период
		Всего:	Хоз-питьевые нужды	Производственные нужды	Всего:	Хозяйственно-бытовые сточные воды	Производственные сточные воды	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
2	Мониторинг Компрессирование Г-9 (20 р)	0	-	-	3840	0	3840	-
	Итого:	***350,4***	***350,4***	***0***	***4285,6***	***350,4***	***3935,2***	***-***
Работы, предусмотренные основным Проектом и дополнениями, внесенными авторским надзором								
1	Кислотные обработки (50 обработок)	1752	1752	-	2228	1752	476	-
2	Мониторинг скважин. Комплексное исследование. Компрессирование	0	-	-	46080	-	46080	-
3	КРС нагнетательных скважин (1)	127,02	127,02	-	328,54	127,02	201,52	-
	Итого:	***1879,02***	***1879,02***	***0***	***48636,54***	***1879,02***	***46757,52***	***-***
	Всего 2028-2032 гг.:	***2229,42***	***2229,42***	***0***	***52922,14***	***2229,42***	***50692,72***	***-***
2033-2037 гг.								
Работы, предусмотренные дополнением №3 к Проекту закачки сточных вод в глубокие горизонты								
1	Кислотные обработки в РП-9 (10 обработок)	350,4	350,4	-	445,6	350,4	95,2	-
2	Мониторинг Компрессирование Г-9 (20 р)	0	-	-	3840	-	3840	-
	Итого:	***350,4***	***350,4***	***0***	***4285,6***	***350,4***	***3935,2***	***-***
Работы, предусмотренные основным Проектом и дополнениями, внесенными авторским надзором								
1	Кислотные обработки (50 обработок)	1752	1752	-	2228	1752	476	-
2	Мониторинг скважин. Комплексное исследование. Компрессирование	0	0	0	46080	0	46080	-
3	КРС нагнетательных скважин (1)	127,02	127,02	-	328,54	127,02	201,52	-
	Итого:	***1879,02***	***1879,02***	***0***	***48636,54***	***1879,02***	***46757,52***	***0***
	Всего 2033-2037 гг.:	***2229,42***	***2229,42***	***0***	***52922,14***	***2229,42***	***50692,72***	***0***

4.9.3. Оценка воздействия водохозяйственной деятельности на окружающую среду

Принятые проектные решения по сбору сточных вод сводят до минимума возможность загрязнения ими подстилающей поверхности и прилегающей территории. Сброс производственных и хозяйственно-бытовых сточных вод в поверхностные водные объекты и на рельеф местности не планируется. Таким образом, воздействие на все компоненты окружающей среды образуемых сточных вод полностью *исключено*.

4.10. ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ ПРИ ОБРАЩЕНИИ С ОТХОДАМИ ПРОИЗВОДСТВА И ПОТРЕБЛЕНИЯ

В настоящем разделе рассматривается потенциальное воздействие на окружающую среду отходов, образуемых в процессе реализации «Дополнения №3» к основному Проекту закачки промышленных сточных вод КНГКМ в глубокозалегающие водоносные горизонты с учётом дополнений, ранее внесенных авторским надзором в рамках корректировки основного проекта (2008 г.).

При разработке настоящего раздела использованы следующие нормативные источники: 5, 6, 11-14, 23, 24, 70.

Ожидается, что проектные решения, принятые в Дополнении №3, будут осуществляться в период с 2023-2037 годы.

Основной идеей вносимого в Проект закачки дополнения является увеличение объёмов закачки промсточных вод до 1100 м^3/год. Для достижения поставленной цели были разработаны два варианта реализации - основной и альтернативный, последний включает в себя два подварианта 2а и 2б. Более детальное описание проектных решений представлено в разделе 2 настоящего проекта.

Намечаемые работы непременно приведут к образованию отходов производства и потребления, временное хранение (накопление) и транспортировка которых могут стать потенциальными источниками воздействия на окружающую среду.

Источниками образования отходов в рамках намечаемых работ будут: буровые работы, капитальный ремонт скважин (КРС), гидроразрыв пласта в рамках КРС, техническое обслуживание и мелкий ремонт оборудования/ агрегатов/ механизмов, приготовление буровых растворов, жизнедеятельность персонала.

Проживание персонала, задействованного в работах, будет организовано в вахтовом лагере или в существующих жилых помещениях, которые имеют все необходимые условия для комфортного проживания.

Первичная медицинская помощь персоналу при необходимости будет оказана в медицинском пункте.

В качестве источников искусственного освещения будут использоваться LED лампы различных типов, которые не являются ртутьсодержащими. В этой связи образование ртутьсодержащих отходов не ожидается.

4.10.1. Сведения о классификации отходов

В соответствии с новым Экологическим кодексом РК от 02.01.2021 г. № 400-V и Классификатором отходов, утвержденным приказом и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 6 августа 2021 года № 314, отходы производства и потребления разделяются на опасные, не опасные и зеркальные. В соответствии со ст. 338 п. 4 ЭК РК, отдельные виды отходов в классификаторе отходов

могут быть определены одновременно как опасные и неопасные с присвоением различных кодов («зеркальные» виды отходов) в зависимости от уровней концентрации содержащихся в них опасных веществ или степени влияния опасных характеристик вида отходов на жизнь и (или) здоровье людей и окружающую среду.

В результате реализации проекта ожидается образование 10-ти видов отходов, обладающих опасными свойствами, не опасных отходов – 7 видов (табл. 4.10.1).

Характеристика образуемых отходов определена на основании Классификатора отходов, утвержденного Приказом и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 6 августа 2021 года № 314.

Таблица 4.10.1 Классификация отходов

№	Наименование отхода	Код отхода
Опасные отходы		
1	Отходы гидравлических, моторных, трансмиссионных, смазочных, изоляционных, трансформаторных масел	13 01 13* 13 02 08* 13 03 10*
2	Буровой раствор и прочие буровые отходы (шлам), содержащие опасные вещества	01 05 06*
3	Водные жидкие отходы, содержащие опасные вещества	16 10 01*
4	Свинцовые аккумуляторы	16 06 01*
5	Нефтесодержащие буровые отходы (шлам) и буровой раствор	01 05 05*
6	Донные шламы	05 01 03*
7	Упаковка, содержащая остатки или загрязненная опасными веществами	15 01 10*
8	Отходы, сбор и размещение которых подчиняются особым требованиям в целях предотвращения заражения	18 01 03*
9	Шламы, содержащие опасные вещества, других видов обработки промышленных сточных вод	19 08 13*
10	Абсорбенты, фильтровальные материалы (включая масляные фильтры иначе не определенные), ткани для вытирания, защитная одежда, загрязненные опасными материалами	15 02 02*
Неопасные отходы		
11	Металлическая упаковка	15 01 04
12	Смешанные металлы	17 04 07
13	Смешанные отходы строительства и сноса, за исключением упомянутых в 17 09 01, 17 09 02 и 17 09 03	17 09 04
14	Отработанные шины	16 01 03
15	Смешанные коммунальные отходы	20 03 01
16	Отходы пластмассы	07 02 13
17	Другие изоляционные материалы, состоящие из опасных веществ или содержащие опасные вещества	17 06 04

4.10.2. Расчет объемов образования отходов

Расчет образования отходов производства и потребления произведен в соответствии с действующими нормативными документами:

- «Методика разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления» приложение №16 к приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан № 100 от 18 апреля 2008 года;
- «Методики расчета объемов образования эмиссий (в части отходов производства, сточных вод) от бурения скважин» приказ и.о. Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 3 мая 2012 года № 129-п;
- ПСТ РК 10-2014 «Месторождения нефтяные и газонефтяные. Методика расчета нормативов образования и размещения отходов».

В таблицах 4.10.2-4.10.4 представлено ожидаемое количество отходов, образующихся в процессе реализации Дополнения №3 с учетом основного Проекта закачки сточных вод.

Таблица 4.10.2 Ожидаемое количество отходов, образующихся при реализации Дополнения 3 с учетом основного Проекта закачки сточных вод (вариант №1)

№ пп	Наименование отходов (новое название)	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028-2032 гг.	2033-2037 гг.
		Образование, т/год	Образование, т/год	Образование, т/год	Образование, т/год	Образование, т/год	Образование, т/год	Образование, т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Полигон №2								
Работы, предусмотренные дополнением №3 к Проекту закачки сточных вод в глубокие горизонты								
Опасные								
1	Водные жидкие отходы, содержащие опасные вещества	287,3000	287,3000					
2	Шламы, содержащие опасные вещества, других видов обработки промышленных сточных вод	81,0000	81,0000					
3	Свинцовые аккумуляторы	0,0135	0,0135					
4	Отходы гидравлических, моторных, трансмиссионных, смазочных, изоляционных, трансформаторных масел	3,0906	3,0906					
5	Абсорбенты, фильтровальные материалы (включая масляные фильтры иначе не определенные), ткани для вытирания, защитная одежда, загрязненные опасными материалами	0,2261	0,2261					
6	Донные шламы	56,4228	56,4228					
7	Упаковка, содержащая остатки или загрязненная опасными веществами	1,6250	1,6250					
8	Отходы, сбор и размещение которых подчиняются особым требованиям в целях предотвращения заражения	0,0010	0,0010					
	Итого опасного списка:	***429,6790***	***429,6790***	***0,0000***	***0,0000***	***0,0000***	***0,0000***	***0,0000***
Неопасные								
9	Металлическая упаковка	0,2720	0,2720					
10	Смешанные металлы							
11	Смешанные отходы строительства и сноса, за исключением упомянутых в 17 09 01, 17 09 02 и 17 09 03	60,0000	60,0000					
12	Отработанные шины	0,0243	0,0243					
13	Смешанные коммунальные отходы	2,5556	2,5556					
14	Отходы пластмассы	0,3698	0,3698					

№ пп	Наименование отходов (новое название)	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028-2032 гг.	2033-2037 гг.
		Образование, т/год	Образование, т/год	Образование, т/год	Образование, т/год	Образование, т/год	Образование, т/год	Образование, т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9
15	Другие изоляционные материалы, состоящие из опасных веществ или содержащие опасные вещества	19,0000	19,0000					
	Итого неопасного списка:	***82,2217***	***82,2217***	***0,0000***	***0,0000***	***0,0000***	***0,0000***	***0,0000***
	ВСЕГО ПО ПОЛИГОНУ №2:	**511,9007**	**511,9007**	**0,0000**	**0,0000**	**0,0000**	**0,0000**	**0,0000**
Работы, предусмотренные основным Проектом и дополнениями, внесенными авторским надзором								
Опасные								
1	Водные жидкие отходы, содержащие опасные вещества				287,3000		287,3000	287,3000
2	Шламы, содержащие опасные вещества, других видов обработки промышленных сточных вод	810,0000	810,0000	810,0000	891,0000	810,0000	4131,0000	4131,0000
3	Свинцовые аккумуляторы				0,0135		0,0135	0,0135
4	Отходы гидравлических, моторных, трансмиссионных, смазочных, изоляционных, трансформаторных масел				3,0906		3,0906	3,0906
5	Абсорбенты, фильтровальные материалы (включая масляные фильтры иначе не определенные), ткани для вытирания, защитная одежда, загрязненные опасными материалами				0,2261		0,2261	0,2261
6	Донные шламы				56,4228		56,4228	56,4228
7	Упаковка, содержащая остатки или загрязненная опасными веществами				1,6250		1,6250	1,6250
8	Отходы, сбор и размещение которых подчиняются особым требованиям в целях предотвращения заражения							
	Итого опасного списка:	***810,0000***	***810,0000***	***810,0000***	***1239,6780***	***810,0000***	***4479,6780***	***4479,6780***
Неопасные								
9	Металлическая упаковка				0,2720		0,2720	0,2720
10	Смешанные металлы							
11	Смешанные отходы строительства и сноса, за исключением упомянутых в 17 09 01, 17 09 02 и 17 09 03				60,0000		60,0000	60,0000
12	Отработанные шины				0,0243		0,0243	0,0243
13	Смешанные коммунальные отходы							

№ пп	Наименование отходов (новое название)	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028-2032 гг.	2033-2037 гг.
		Образование, т/год	Образование, т/год	Образование, т/год	Образование, т/год	Образование, т/год	Образование, т/год	Образование, т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9
14	Отходы пластмассы				0,3698		0,3698	0,3698
15	Другие изоляционные материалы, состоящие из опасных веществ или содержащие опасные вещества				19,0000		19,0000	19,0000
	Итого неопасного списка:	***0,0000***	***0,0000***	***0,0000***	***79,6661***	***0,0000***	***79,6661***	***79,6661***
	ВСЕГО ПО ПОЛИГОНУ №2:	**810,0000**	**810,0000**	**810,0000**	**1319,3441**	**810,0000**	**4559,3441**	**4559,3441**
Работы, предусмотренные дополнением №3 к Проекту закачки сточных вод в глубокие горизонты и основным Проектом и дополнениями, внесенными авторским надзором								
Опасные								
1	Водные жидкие отходы, содержащие опасные вещества	287,3000	287,3000	0,0000	287,3000	0,0000	287,3000	287,3000
2	Шламы, содержащие опасные вещества, других видов обработки промышленных сточных вод	891,0000	891,0000	810,0000	891,0000	810,0000	4131,0000	4131,0000
3	Свинцовые аккумуляторы	0,0135	0,0135	0,0000	0,0135	0,0000	0,0135	0,0135
4	Отходы гидравлических, моторных, трансмиссионных, смазочных, изоляционных, трансформаторных масел	3,0906	3,0906	0,0000	3,0906	0,0000	3,0906	3,0906
5	Абсорбенты, фильтровальные материалы (включая масляные фильтры иначе не определенные), ткани для вытирания, защитная одежда, загрязненные опасными материалами	0,2261	0,2261	0,0000	0,2261	0,0000	0,2261	0,2261
6	Донные шламы	56,4228	56,4228	0,0000	56,4228	0,0000	56,4228	56,4228
7	Упаковка, содержащая остатки или загрязненная опасными веществами	1,6250	1,6250	0,0000	1,6250	0,0000	1,6250	1,6250
8	Отходы, сбор и размещение которых подчиняются особым требованиям в целях предотвращения заражения	0,0010	0,0010	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
	Итого опасного списка:	***1239,6790***	***1239,6790***	***810,0000***	***1239,6780***	***810,0000***	***4479,6780***	***4479,6780***
Неопасные								
9	Металлическая упаковка	0,2720	0,2720	0,0000	0,2720	0,0000	0,2720	0,2720
10	Смешанные металлы	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
11	Смешанные отходы строительства и сноса, за исключением упомянутых в 17 09 01, 17 09 02 и 17 09 03	60,0000	60,0000	0,0000	60,0000	0,0000	60,0000	60,0000

№ пп	Наименование отходов (новое название)	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028-2032 гг.	2033-2037 гг.
		Образование, т/год	Образование, т/год	Образование, т/год	Образование, т/год	Образование, т/год	Образование, т/год	Образование, т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9
12	Отработанные шины	0,0243	0,0243	0,0000	0,0243	0,0000	0,0243	0,0243
13	Смешанные коммунальные отходы	2,5556	2,5556	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
14	Отходы пластмассы	0,3698	0,3698	0,0000	0,3698	0,0000	0,3698	0,3698
15	Другие изоляционные материалы, состоящие из опасных веществ или содержащие опасные вещества	19,0000	19,0000	0,0000	19,0000	0,0000	19,0000	19,0000
	Итого неопасного списка:	***82,2217***	***82,2217***	***0,0000***	***79,6661***	***0,0000***	***79,6661***	***79,6661***
	ВСЕГО ПО ПОЛИГОНУ №2:	**1321,9007**	**1321,9007**	**810,0000**	**1319,3441**	**810,0000**	**4559,3441**	**4559,3441**

Таблица 4.10.3 Ожидаемое количество отходов, образующихся при реализации Дополнения 3 с учетом основного Проекта закачки сточных вод (вариант №2-подварант 2а)

№ пп	Наименование отходов (новое название)	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028-2032 гг.	2033-2037 гг.
		Образование, т/год	Образование, т/год	Образование, т/год	Образование, т/год	Образование, т/год	Образование, т/год	Образование, т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Полигон №2								
Работы, предусмотренные дополнением №3 к Проекту закачки сточных вод в глубокие горизонты								
Опасные								
1	Нефтесодержащие буровые отходы (шлам) и буровой раствор							
2	Буровой раствор и прочие буровые отходы (шлам), содержащие опасные вещества			95,5769				
3	Водные жидкие отходы, содержащие опасные вещества	287,3000	287,3000	456,5520				
4	Шламы, содержащие опасные вещества, других видов обработки промышленных сточных вод	81,0000	81,0000	162,0000	162,0000	162,0000	810,0000	810,0000
5	Свинцовые аккумуляторы	0,0135	0,0135	0,0093				
6	Отходы гидравлических, моторных, трансмиссионных, смазочных, изоляционных, трансформаторных масел	3,0906	3,0906	2,9518				
7	Абсорбенты, фильтровальные материалы (включая масляные фильтры иначе не определенные), ткани для вытирания, защитная одежда, загрязненные опасными материалами	0,2261	0,2261	0,2398				
8	Донные шламы	56,4228	56,4228	56,4228				
9	Упаковка, содержащая остатки или загрязненная опасными веществами	1,6250	1,6250	7,3390				
10	Отходы, сбор и размещение которых подчиняются особым требованиям в целях предотвращения заражения	0,0010	0,0010	0,0003				

№ пп	Наименование отходов (новое название)	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028-2032 гг.	2033-2037 гг.
		Образование, т/год	Образование, т/год	Образование, т/год	Образование, т/год	Образование, т/год	Образование, т/год	Образование, т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9
	Итого опасного списка:	***429,6790***	***429,6790***	***781,0919***	***162,0000***	***162,0000***	***810,0000***	***810,0000***
	Неопасные							
11	Металлическая упаковка	0,2720	0,2720	9,0270				
12	Смешанные металлы			1,6542				
13	Смешанные отходы строительства и сноса, за исключением упомянутых в 17 09 01, 17 09 02 и 17 09 03	60,0000	60,0000	120,0000				
14	Отработанные шины	0,0243	0,0243	0,0263				
15	Смешанные коммунальные отходы	2,5556	2,5556	2,4162				
16	Отходы пластмассы	0,3698	0,3698	9,7177				
17	Другие изоляционные материалы, состоящие из опасных веществ или содержащие опасные вещества	19,0000	19,0000	52,0000				
	Итого неопасного списка:	***82,2217***	***82,2217***	***194,8414***	***0,0000***	***0,0000***	***0,0000***	***0,0000***
	ВСЕГО ПО ПОЛИГОНУ №2:	**511,9007**	**511,9007**	**975,9333**	**162,0000**	**162,0000**	**810,0000**	**810,0000**
	Работы, предусмотренные основным Проектом и дополнениями, внесенными авторским надзором							
	Опасные							
1	Нефтесодержащие буровые отходы (шлам) и буровой раствор							
2	Буровой раствор и прочие буровые отходы (шлам), содержащие опасные вещества							
3	Водные жидкие отходы, содержащие опасные вещества				287,3000		287,3000	287,3000
4	Шламы, содержащие опасные вещества, других видов обработки промышленных сточных вод	810,0000	810,0000	810,0000	891,0000	810,0000	4131,0000	4131,0000
5	Свинцовые аккумуляторы				0,0135		0,0135	0,0135
6	Отходы гидравлических, моторных, трансмиссионных, смазочных, изоляционных, трансформаторных масел				3,0906		3,0906	3,0906

№ пп	Наименование отходов (новое название)	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028-2032 гг.	2033-2037 гг.
		Образование, т/год	Образование, т/год	Образование, т/год	Образование, т/год	Образование, т/год	Образование, т/год	Образование, т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9
7	Абсорбенты, фильтровальные материалы (включая масляные фильтры иначе не определенные), ткани для вытирания, защитная одежда, загрязненные опасными материалами				0,2261		0,2261	0,2261
8	Донные шламы				56,4228		56,4228	56,4228
9	Упаковка, содержащая остатки или загрязненная опасными веществами				1,6250		1,6250	1,6250
10	Отходы, сбор и размещение которых подчиняются особым требованиям в целях предотвращения заражения							
	Итого опасного списка:	***810,0000***	***810,0000***	***810,0000***	***1239,6780***	***810,0000***	***4479,6780***	***4479,6780***
Неопасные								
11	Металлическая упаковка				0,2720		0,2720	0,2720
12	Смешанные металлы							
13	Смешанные отходы строительства и сноса, за исключением упомянутых в 17 09 01, 17 09 02 и 17 09 03				60,0000		60,0000	60,0000
14	Отработанные шины				0,0243		0,0243	0,0243
15	Смешанные коммунальные отходы							
16	Отходы пластмассы				0,3698		0,3698	0,3698
17	Другие изоляционные материалы, состоящие из опасных веществ или содержащие опасные вещества				19,0000		19,0000	19,0000
	Итого неопасного списка:	***0,0000***	***0,0000***	***0,0000***	***79,6661***	***0,0000***	***79,6661***	***79,6661***
	ВСЕГО ПО ПОЛИГОНУ №2:	**810,0000**	**810,0000**	**810,0000**	**1319,3441**	**810,0000**	**4559,3441**	**4559,3441**

№ пп	Наименование отходов (новое название)	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028-2032 гг.	2033-2037 гг.
		Образование, т/год	Образование, т/год	Образование, т/год	Образование, т/год	Образование, т/год	Образование, т/год	Образование, т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Работы, предусмотренные дополнением №3 к Проекту закачки сточных вод в глубокие горизонты и основным Проектом и дополнениями, внесенными авторским надзором								
Опасные								
1	Нефтесодержащие буровые отходы (шлам) и буровой раствор	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
2	Буровой раствор и прочие буровые отходы (шлам), содержащие опасные вещества	0,0000	0,0000	95,5769	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
3	Водные жидкие отходы, содержащие опасные вещества	287,3000	287,3000	456,5520	287,3000	0,0000	287,3000	287,3000
4	Шламы, содержащие опасные вещества, других видов обработки промышленных сточных вод	891,0000	891,0000	972,0000	1053,0000	972,0000	4941,0000	4941,0000
5	Свинцовые аккумуляторы	0,0135	0,0135	0,0093	0,0135	0,0000	0,0135	0,0135
6	Отходы гидравлических, моторных, трансмиссионных, смазочных, изоляционных, трансформаторных масел	3,0906	3,0906	2,9518	3,0906	0,0000	3,0906	3,0906
7	Абсорбенты, фильтровальные материалы (включая масляные фильтры иначе не определенные), ткани для вытирания, защитная одежда, загрязненные опасными материалами	0,2261	0,2261	0,2398	0,2261	0,0000	0,2261	0,2261
8	Донные шламы	56,4228	56,4228	56,4228	56,4228	0,0000	56,4228	56,4228
9	Упаковка, содержащая остатки или загрязненная опасными веществами	1,6250	1,6250	7,3390	1,6250	0,0000	1,6250	1,6250
10	Отходы, сбор и размещение которых подчиняются особым требованиям в целях предотвращения заражения	0,0010	0,0010	0,0003	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
	Итого опасного списка:	***1239,6790***	***1239,6790***	***1591,0919***	***1401,6780***	***972,0000***	***5289,6780***	***5289,6780***

№ пп	Наименование отходов (новое название)	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028-2032 гг.	2033-2037 гг.
		Образование, т/год	Образование, т/год	Образование, т/год	Образование, т/год	Образование, т/год	Образование, т/год	Образование, т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Неопасные								
11	Металлическая упаковка	0,2720	0,2720	9,0270	0,2720	0,0000	0,2720	0,2720
12	Смешанные металлы	0,0000	0,0000	1,6542	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
13	Смешанные отходы строительства и сноса, за исключением упомянутых в 17 09 01, 17 09 02 и 17 09 03	60,0000	60,0000	120,0000	60,0000	0,0000	60,0000	60,0000
14	Отработанные шины	0,0243	0,0243	0,0263	0,0243	0,0000	0,0243	0,0243
15	Смешанные коммунальные отходы	2,5556	2,5556	2,4162	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
16	Отходы пластмассы	0,3698	0,3698	9,7177	0,3698	0,0000	0,3698	0,3698
17	Другие изоляционные материалы, состоящие из опасных веществ или содержащие опасные вещества	19,0000	19,0000	52,0000	19,0000	0,0000	19,0000	19,0000
	Итого неопасного списка:	***82,2217***	***82,2217***	***194,8414***	***79,6661***	***0,0000***	***79,6661***	***79,6661***
	ВСЕГО ПО ПОЛИГОНУ №2:	**1321,9007**	**1321,9007**	**1785,9333**	**1481,3441**	**972,0000**	**5369,3441**	**5369,3441**

Таблица 4.10.4 Ожидаемое количество отходов, образующихся при реализации Дополнения 3 с учетом основного Проекта закачки сточных вод (вариант №2-подварант 2б)

№ пп	Наименование отходов (новое название)	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028-2032 гг.	2033-2037 гг.
		Образование, т/год	Образование, т/год	Образование, т/год	Образование, т/год	Образование, т/год	Образование, т/год	Образование, т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Полигон №2								
Работы, предусмотренные дополнением №3 к Проекту закачки сточных вод в глубокие горизонты								
Опасные								
1	Нефтесодержащие буровые отходы (шлам) и буровой раствор			857,6022				
2	Буровой раствор и прочие буровые отходы (шлам), содержащие опасные вещества			258,6816				
3	Водные жидкие отходы, содержащие опасные вещества	287,3000	287,3000	338,5040				
4	Шламы, содержащие опасные вещества, других видов обработки промышленных сточных вод	81,0000	81,0000	162,0000	162,0000	162,0000	810,0000	810,0000
5	Свинцовые аккумуляторы	0,0135	0,0135	0,0179				
6	Отходы гидравлических, моторных, трансмиссионных, смазочных, изоляционных, трансформаторных масел	3,0906	3,0906	3,2753				
7	Абсорбенты, фильтровальные материалы (включая масляные фильтры иначе не определенные), ткани для вытирания, защитная одежда, загрязненные опасными материалами	0,2261	0,2261	0,4281				
8	Донные шламы	56,4228	56,4228	112,8457				
9	Упаковка, содержащая остатки или загрязненная опасными веществами	1,6250	1,6250	11,4280				
10	Отходы, сбор и размещение которых подчиняются особым требованиям в целях предотвращения заражения	0,0010	0,0010	0,0006				
	Итого опасного списка:	***429,6790***	***429,6790***	***1744,7834***	***162,0000***	***162,0000***	***810,0000***	***810,0000***

№ пп	Наименование отходов (новое название)	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028-2032 гг.	2033-2037 гг.
		Образование, т/год	Образование, т/год	Образование, т/год	Образование, т/год	Образование, т/год	Образование, т/год	Образование, т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Неопасные								
11	Металлическая упаковка	0,2720	0,2720	17,5100				
12	Смешанные металлы			5,5621				
13	Смешанные отходы строительства и сноса, за исключением упомянутых в 17 09 01, 17 09 02 и 17 09 03	60,0000	60,0000	120,0000				
14	Отработанные шины	0,0243	0,0243	0,0340				
15	Смешанные коммунальные отходы	2,5556	2,5556	3,5314				
16	Отходы пластмассы	0,3698	0,3698	18,6958				
17	Другие изоляционные материалы, состоящие из опасных веществ или содержащие опасные вещества	19,0000	19,0000	66,0000				
	Итого неопасного списка:	***82,2217***	***82,2217***	***231,3333***	***0,0000***	***0,0000***	***0,0000***	***0,0000***
	ВСЕГО ПО ПОЛИГОНУ №2:	**511,9007**	**511,9007**	**1976,1166**	**162,0000**	**162,0000**	**810,0000**	**810,0000**
Работы, предусмотренные основным Проектом и дополнениями, внесенными авторским надзором								
Опасные								
1	Нефтесодержащие буровые отходы (шлам) и буровой раствор							
2	Буровой раствор и прочие буровые отходы (шлам), содержащие опасные вещества							
3	Водные жидкие отходы, содержащие опасные вещества				287,3000		287,3000	287,3000
4	Шламы, содержащие опасные вещества, других видов обработки промышленных сточных вод	810,0000	810,0000	810,0000	810,0000	810,0000	4050,0000	4050,0000
5	Свинцовые аккумуляторы				0,0135		0,0135	0,0135
6	Отходы гидравлических, моторных, трансмиссионных, смазочных, изоляционных, трансформаторных масел				3,0906		3,0906	3,0906
7	Абсорбенты, фильтровальные материалы (включая масляные фильтры иначе не определенные), ткани для вытирания, защитная				0,2261		0,2261	0,2261

№ пп	Наименование отходов (новое название)	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028-2032 гг.	2033-2037 гг.
		Образование, т/год	Образование, т/год	Образование, т/год	Образование, т/год	Образование, т/год	Образование, т/год	Образование, т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9
	одежда, загрязненные опасными материалами							
8	Донные шламы							
9	Упаковка, содержащая остатки или загрязненная опасными веществами				1,6250		1,6250	1,6250
10	Отходы, сбор и размещение которых подчиняются особым требованиям в целях предотвращения заражения							
	Итого опасного списка:	***810,0000***	***810,0000***	***810,0000***	***1102,2552***	***810,0000***	***4342,2552***	***4342,2552***
Неопасные								
11	Металлическая упаковка				0,2720		0,2720	0,2720
12	Смешанные металлы							
13	Смешанные отходы строительства и сноса, за исключением упомянутых в 17 09 01, 17 09 02 и 17 09 03				60,0000		60,0000	60,0000
14	Отработанные шины				0,0243		0,0243	0,0243
15	Смешанные коммунальные отходы							
16	Отходы пластмассы				0,3698		0,3698	0,3698
17	Другие изоляционные материалы, состоящие из опасных веществ или содержащие опасные вещества				19,0000	19,0000	19,0000	
	Итого неопасного списка:	***0,0000***	***0,0000***	***0,0000***	***79,6661***	***19,0000***	***79,6661***	***60,6661***
	ВСЕГО ПО ПОЛИГОНУ №2:	**810,0000**	**810,0000**	**810,0000**	**1181,9213**	**829,0000**	**4421,9213**	**4402,9213**
Работы, предусмотренные дополнением №3 к Проекту закачки сточных вод в глубокие горизонты и основным Проектом и дополнениями, внесенными авторским надзором								
Опасные								
1	Нефтесодержащие буровые отходы (шлам) и буровой раствор	0,0000	0,0000	857,6022	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
2	Буровой раствор и прочие буровые отходы (шлам), содержащие опасные вещества	0,0000	0,0000	258,6816	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
3	Водные жидкие отходы, содержащие опасные вещества	287,3000	287,3000	338,5040	287,3000	0,0000	287,3000	287,3000

№ пп	Наименование отходов (новое название)	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028-2032 гг.	2033-2037 гг.
		Образование, т/год	Образование, т/год	Образование, т/год	Образование, т/год	Образование, т/год	Образование, т/год	Образование, т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9
4	Шламы, содержащие опасные вещества, других видов обработки промышленных сточных вод	891,0000	891,0000	972,0000	972,0000	972,0000	4860,0000	4860,0000
5	Свинцовые аккумуляторы	0,0135	0,0135	0,0179	0,0135	0,0000	0,0135	0,0135
6	Отходы гидравлических, моторных, трансмиссионных, смазочных, изоляционных, трансформаторных масел	3,0906	3,0906	3,2753	3,0906	0,0000	3,0906	3,0906
7	Абсорбенты, фильтровальные материалы (включая масляные фильтры иначе не определенные), ткани для вытирания, защитная одежда, загрязненные опасными материалами	0,2261	0,2261	0,4281	0,2261	0,0000	0,2261	0,2261
8	Донные шламы	56,4228	56,4228	112,8457	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
9	Упаковка, содержащая остатки или загрязненная опасными веществами	1,6250	1,6250	11,4280	1,6250	0,0000	1,6250	1,6250
10	Отходы, сбор и размещение которых подчиняются особым требованиям в целях предотвращения заражения	0,0010	0,0010	0,0006	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
	Итого опасного списка:	***1239,6790***	***1239,6790***	***2554,7834***	***1264,2552***	***972,0000***	***5152,2552***	***5152,2552***
	Неопасные							
11	Металлическая упаковка	0,2720	0,2720	17,5100	0,2720	0,0000	0,2720	0,2720
12	Смешанные металлы	0,0000	0,0000	5,5621	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
13	Смешанные отходы строительства и сноса, за исключением упомянутых в 17 09 01, 17 09 02 и 17 09 03	60,0000	60,0000	120,0000	60,0000	0,0000	60,0000	60,0000
14	Отработанные шины	0,0243	0,0243	0,0340	0,0243	0,0000	0,0243	0,0243
15	Смешанные коммунальные отходы	2,5556	2,5556	3,5314	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
16	Отходы пластмассы	0,3698	0,3698	18,6958	0,3698	0,0000	0,3698	0,3698
17	Другие изоляционные материалы, состоящие из опасных веществ или содержащие опасные вещества	19,0000	19,0000	66,0000	19,0000	19,0000	19,0000	0,0000
	Итого неопасного списка:	***82,2217***	***82,2217***	***231,3333***	***79,6661***	***19,0000***	***79,6661***	***679,6661***
	ВСЕГО ПО ПОЛИГОНУ №2:	**1321,9007**	**1321,9007**	**2786,1166**	**1343,9213**	**991,0000**	**5231,9213**	**5212,9213**

4.10.3. Система управления отходами

В числе важнейших проблем, которые приходится решать предприятию — организация системы экологически безопасного обращения с отходами производства и потребления на всех объектах и подразделениях.

Система управления отходами компании КПО основана на применении зарекомендовавших и общепринятых технологий обращения с отходами, и осуществляется в соответствии с требованиями:

- Экологического кодекса Республики Казахстан от 02.01.2021 г. №400-VI;
- Санитарно-эпидемиологические требований к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления, утв. Приказом и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 25 декабря 2020 года № ҚР ДСМ-331/2020;
- Межгосударственного стандарта ГОСТ 30775-2001 «Ресурсосбережение. Обращение с отходами. Классификация, идентификация и кодирование отходов. Основные положения»;
- Межгосударственного стандарта ГОСТ 30773-2001 «Ресурсосбережение. Обращение с отходами. Этапы технологического цикла. Основные положения»;
- Внутренних процедур компании в области обращения с отходами.

Согласно Политики КПО в области охраны труда, техники безопасности и охраны окружающей среды, компания всецело обязуется поддерживать эффективную культуру охраны труда, техники безопасности и охраны окружающей среды. Данная политика направлена на охрану здоровья и обеспечение безопасности сотрудников и населения, минимизацию воздействия деятельности на окружающую среду и обеспечение целостности и безопасной эксплуатации производственных объектов в настоящем и будущем. Политика применяется в отношении:

- всех производственных объектов КПО;
- всех подразделений КПО;
- всех лиц, действующих по поручению или от имени КПО, включая подрядные организации и посетителей.

КПО обязуется сводить к минимуму неблагоприятное воздействие на окружающую среду, обеспечивать функционирование документированной системы менеджмента в области ОТ, ТБ и ООС, проводить работу по непрерывному улучшению показателей ООС компании и т.д.

В целом, процесс управления отходами КПО организован в соответствии с требованиями нормативно-правовой базы РК, определяющими условия природопользования.

Система управления отходами в КПО строится по иерархическому принципу и отражает политику компании в области ОТ, ТБ и ООС. Организация процессов обращения с отходами детально проработана в Процедуре управления отходами. Эффективная система управления отходами КПО является одним из ключевых моментов разрабатываемых природоохранных мероприятий.

Стратегия компании в области обращения с отходами включает в себя уменьшение образования отходов, увеличение доли отходов, использующихся повторно или в качестве вторичного сырья, переработка не регенерируемых видов отходов с использованием собственных мощностей с целью снижения их токсичности и объема перед захоронением

на собственном полигоне, обеспечение экологически безопасного обращения с отходами и применение мировой практики при обращении с отходами.

Меры, направленные на максимальное сокращение количества отходов в местах их образования, а также на отделение отходов, имеющих потенциальную ресурсную ценность, обеспечивают наиболее существенное снижение воздействия на окружающую среду, так как в них заложен принцип «предотвращения и сокращения».

Деятельность компании осуществляется с учетом общепринятых мер, направленных на снижение отрицательного влияния отходов производства и потребления на все компоненты окружающей среды, кроме того на объектах компании внедрены специальные мероприятия в области управления отходами, наиболее важными из которых являются:

- Минимизация отходов бурения, которая достигается благодаря повторному использованию бурового раствора;
- Рациональное использование компонентов бурового раствора за счет эффективного отделения твердых веществ выбуренной породы от жидкого бурового раствора;
- Минимизация отходов тары от реагентов бурового раствора за счет уменьшения его объема с учетом повторного использования;
- Деятельность КПО строится с учетом максимального использования всех доступных средств для сокращения объема образующихся отходов, использования в качестве вторичного сырья и снижения их токсичности. Однако, основная деятельность предприятия связана с добычей и подготовкой газа и газоконденсата, поэтому некоторые виды отходов КПО передает по договору подрядным организациям;
- При выборе подрядчика Компания проводит анализ рынка услуг в области управления отходами, осуществляет предварительную оценку компаний претендентов (управление в области ОТ, ТБ и ООС, техническое оснащение, опыт персонала, безопасность планируемых работ, отсутствие других рисков).

ГОСТ 30773-2001 Ресурсосбережение. Обращение с отходами. Этапы технологического цикла. Основные положения (п. 4.2.1), устанавливает девять этапов технологического цикла отходов и(или) объектов:

1 - образование (появление);

2 - сбор и/или накопление;

3 - идентификация;

4 - сортировка (с обезвреживанием);

5 - паспортизация;

6 - упаковка (и маркировка);

7 - транспортирование и складирование;

8 - хранение;

9 - удаление.

Ниже приведено детальное описание каждого этапа.

Образование (появление)

Источниками образования отходов будут: буровые работы, капитальный ремонт скважин (КРС), гидроразрыв пласта в рамках КРС, техническое обслуживание и мелкий ремонт оборудования/агрегатов/механизмов, приготовление буровых растворов, жизнедеятельность персонала.

Основными видами производственных отходов, образующимися в процессе проведения работ, будут:

- отходы бурения, которые включают в себя: буровой раствор и прочие буровые отходы (шлам), содержащие опасные вещества, нефтесодержащие буровые отходы (шлам) и буровой раствор, водные жидкие отходы, содержащие опасные вещества, шламы, содержащие опасные вещества, других видов обработки промышленных сточных вод, донные шламы;
- отходы от обслуживания дизельных двигателей и агрегатов буровой и (или) буровых установок и специализированной автотехники: свинцовые аккумуляторы, отходы гидравлических, моторных, трансмиссионных, смазочных, изоляционных, трансформаторных масел, абсорбенты, фильтровальные материалы (включая масляные фильтры иначе не определенные), ткани для вытирания, защитная одежда, загрязненные опасными материалами, отработанные шины;
- отходы от приготовления буровых растворов: упаковка, содержащая остатки или загрязненная опасными веществами;
- отходы, образуемые в результате строительства/ обслуживания/ ремонта скважин: металлическая упаковка, смешанные металлы, смешанные отходы строительства и сноса, за исключением упомянутых в 17 09 01, 17 09 02 и 17 09 03, отходы пластмассы, другие изоляционные материалы, состоящие из опасных веществ или содержащие опасные вещества;
- отходы от оказания первой медицинской помощи персоналу: отходы, сбор и размещение которых подчиняются особым требованиям в целях предотвращения заражения.

В результате жизнедеятельности персонала, привлеченного для выполнения намечаемых работ, будут образовываться отходы потребления в виде смешенных коммунальных отходов.

Сбор и/или накопление

Сбор всех отходов на производственной площадке будет осуществляться согласно требованиям Экологического кодекса и в соответствии с Санитарными правилами «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления» (утв. Приказом и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 25 декабря 2020 года № ҚР ДСМ-331/2020). Все отходы будут собираться с учетом их агрегатного состояния и степени опасности в отдельные контейнеры. Данная процедура обращения с отходами позволяет предотвратить утечки, уменьшить уровень их воздействия на окружающую среду, а также воздействие погодных условий на состояние отходов. Все контейнеры для сбора будут маркироваться специальными табличками с указанием их названия и статусом опасности на казахском, русском и английском языках.

Сбор отходов будет осуществляется в соответствии со следующими основными требованиями:

- жидкие отходы собираются в специальные пластиковые или металлические герметичные емкости (бочки, канистры), установленные на поддонах;
- отходы в жидком состоянии, хранят в герметичной таре и удаляют с территории предприятия в течение суток или проводят их обезвреживание на собственных установках;
- твёрдые неопасные отходы собираются в ёмкости (ящики, контейнеры, бочки);

- твёрдые опасные отходы собираются в специальные пластиковые или металлические емкости с плотно закрывающейся крышкой (бочки, контейнеры и т.п.), установленные вдали от любых нагревательных элементов и приборов отопления;
- отходы, сбор и размещение которых подчиняются особым требованиям в целях предотвращения заражения будут собираются в герметичные пластиковые контейнеры;
- отходы металлолома собираются в емкости, обеспечивающие легкое заполнение и разгрузку либо на специальные площадки с твердым покрытием;
- при проведении скважинных операций образующиеся жидкие и твердые буровые отходы собираются в специальные герметичные емкости во избежание загрязнения земель.

Все виды опасных и не опасных отходов компании собираются раздельно. Отходы, подлежащие передаче специализированной организации по сбору, транспортировке и утилизации отходов передаются раздельно.

Отходы из мест для сбора на производственных площадках объекта/отдела регулярно удаляются с территории объекта/отдела или транспортируются на специально оборудованные места централизованного сбора отходов.

Количество и тип емкостей и контейнеров определяются с учетом видов и характеристик отходов, образующихся на участках объекта/департамента. Отходы из мест централизованного сбора отходов регулярно транспортируются в соответствии с методами обращения с отходами, принятыми в КПО.

Срок временного накопление отходов составляет *не более 6 месяцев* с момента его образования.

Идентификация

На все отходы, образующиеся в процессе реализации Дополнения 3 к Проекту закачки сточных вод в глубокие горизонты, разработаны Паспорта опасных отходов с указанием процесса образования отходов, его состава и пр.

Сортировка (с обезвреживанием)

Для всех видов отходов, образующихся на КПО, разделения или смешения не производится, т.к. они сразу собираются раздельно.

На предприятии эксплуатируется Установка сегрегации отходов (УСО). Установка расположена на территории Экоцентра.

Установка сегрегации (УСО) предназначена для сортировки промышленных и коммунальных отходов КПО б.в. Она позволяет сократить потоки отходов, поступающих на захоронение, выделить ценные компоненты для повторного использования: бумагу, пластмассовые бутылки и прочий пластик, стекло, полиэтилен, черные и цветные металлы.

90% всех образующихся на подразделениях КПО коммунальных отходов поступает на Установку сегрегации отходов, на которой отсортировывают и выделяются отходы, такие как стеклобой, металлолом, резинометаллические отходы, а также отходы пластмассы и макулатура. Далее отсортированные отходы передаются подрядным организациям для использования их в качестве вторичного сырья.

Паспортизация

В КПО на все образуемые опасные отходы разработаны Паспорта отходов, в которых отражена информация о процессе образования отходов их опасных свойствах, химическом составе, агрегатном состоянии и пр.

В случае изменения опасных свойств отходов или условий их образования, то согласно пункту 5 ст. 343 Экологического кодекса РК, будет произведена корректировка паспорта опасных отходов после, обновленный паспорт опасных отходов в течение трех месяцев будет направлен в уполномоченный орган в области охраны окружающей среды (п.6 ст.343 ЭК РК).

Упаковка и маркировка

Все контейнеры для сбора отходов будут маркироваться специальными табличками, с указанием их названия и статусом опасности на казахском, русском и английском языках.

Твердые отходы, предназначенные для транспортировки, должны быть упакованы в транспортную тару (металлические, полимерные контейнеры, бочки, ящики, мешки), предназначенную для защиты от внешних воздействий, вторичного загрязнения окружающей среды и для обеспечения удобства погрузочно-разгрузочных работ, транспортирования и временного хранения. Жидкие отходы допускается транспортировать в тех же ёмкостях, в которых они хранились, проверив, что их крышки (пробки) плотно закрыты (завинчены). На каждой транспортной таре (контейнере, бочке, ящике, мешке) с отходами в определенных случаях должна быть нанесена маркировка, характеризующая транспортную опасность груза.

Транспортировка и складирование

Транспортировка отходов к местам сортировки, переработки и вторичного использования осуществляется только со специализированными подрядными организациями, с которыми Компания заключила договор на выполнение услуг по обращению с отходами. С момента погрузки отходов на транспортное средство и приемки их Подрядной организацией, выполняющей перевозку отходов Компании, и до выгрузки их в установленном месте из транспортного средства ответственность за безопасное обращение с ними несет транспортная подрядная организация.

Складирование (сбор, временное хранение) отходов на КПО осуществляться согласно требованиям Экологического кодекса и в соответствии с Санитарно-эпидемиологическими требованиями к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления, утв. Приказом и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 25 декабря 2020 года № ҚР ДСМ-331/2020 в специальных промаркированных контейнерах, установленных на площадках с твердым покрытием или поддонах.

Хранение

Временное накопление отходов, образованных процессе реализации намечаемых работ по «Дополнению №3 к основному Проекту закачки промсточных вод», будет осуществляется в специально оборудованных местах и не будет превышать установленных сроков накопление (не более шести месяцев) (п. 1 ст. 320 ЭК РК).

Удаление

В зависимости от способов обращения, установленных в ПУО, все отходы Компании подразделяются на: вывозимые для захоронения или обработки/переработки на собственные объекты Компании и на отходы, передаваемые специализированным подрядным организациям в дальнейшее управление.

Переработка и утилизация основного объема отходов осуществляется на КУО (ЭкоЦентр) – комплексе мирового класса, где проводится переработка и захоронение буровых растворов и шлама с учетом требований охраны окружающей среды, сегрегация коммунальных отходов.

4.10.4. Оценка воздействия

Для определения воздействия отходов, образующихся в процессе реализации данного Проекта, на окружающую среду за основу приняты рекомендации в соответствии с «Методическими указаниями по проведению оценки воздействия хозяйственной деятельности на окружающую среду» (утверждены приказом МООС РК от 29 октября 2010 года № 270-п).

При реализации всех проектных решений по Дополнению № 3 к проекту закачки (буровые работы, капитальный ремонт скважин (КРС), гидроразрыв пласта в рамках КРС, техническое обслуживание и мелкий ремонт оборудования/ агрегатов/ механизмов, приготовление буровых растворов, жизнедеятельность персонала) будут образовываться отходы производства и потребления.

В принятой системе оценок, при реализации всех мероприятий, принятых по системе управления отходами, для всех вариантов реализации проектных решений, оценка воздействия на компоненты окружающей среды (почвенный и растительный покров, подземные воды) будет следующей:

- Пространственный масштаб воздействия – ***локальный*** – 1 балл, площадь воздействия до 1 км^2;
- Временной масштаб воздействия – ***многолетнее воздействие*** (продолжительность воздействия более 3-х лет) – 4 балла;
- Интенсивность воздействия (обратимость изменения) – ***незначительная*** – 1 балл;
- Интегральная оценка воздействия (суммарная значимость воздействия) – 4 балла – **низкая**.

Оценивая потенциальный ущерб окружающей среде, возможный при обращении с отходами, можно констатировать, что отрицательное воздействие от них будет незначительным, так как учтены все негативные моменты и предложены пути их устранения.

4.11. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ ФИЗИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ

КНГКМ является объектом хозяйственной деятельности, связанной с производством продукции, выполнением работ и оказанием услуг, которые осуществляются с использованием процессов, оборудования и технологии, являющихся источниками физического воздействия на окружающую среду и здоровье человека.

В результате производственной деятельности предприятие оказывает следующие вредные физические воздействия - шум, вибрацию, электромагнитное излучение, производственное освещение влияющие на здоровье человека и окружающую среду.

Источником вредных физических воздействий является объект (технологическая установка, устройство, аппарат, агрегат и т.д.), при работе которого происходит передача вредных физических факторов. Основными факторами физического воздействия на здоровье человека и окружающую среду являются:

– Шум – звуки, неблагоприятно действующие на организм человека, мешающие его работе и отдыху.

- Вибрация – механические колебания в технике (машинах, механизмах, конструкциях, двигателях и других).
- Электромагнитное излучение (ЭМИ) – электромагнитные колебания, создаваемые естественным или искусственным источником.
- Электромагнитное поле (ЭМП) – поле, возникающее вблизи источника электромагнитных колебаний и на пути распространения электромагнитных колебаний.
- Ионизирующее излучение (ИИ) – потоки фотонов и других элементарных частиц или атомных ядер, способные ионизировать вещество. Под ионизирующим излучением понимают проникающую радиацию - поток гамма-лучей и частиц (альфа, бета, нейтронов и др.).

Источниками вредных физических воздействий, главным образом шума и вибрации, при проведении планируемых работ по «Дополнению № 3 к проекту закачки …» (КРС, гидроразрыв, бурение скважин, кислотные обработки, опытно-фильтрационный работы и т.д.) на Полигоне закачки являются автотранспорт, машины и механизмы спецтехники, дизель-генераторы.

Шум

Современные компрессоры, насосы по технологическим характеристикам имеют низкий уровень рабочих шумов, что дает возможность их размещения в непосредственной близости к потребителю энергии. По воздействию на окружающую среду, используемое оборудование КПО Б.В. и его Подрядчиков, в том числе на объектах закачки промстоков соответствует мировым стандартам. Уровни звукового давления на границе СЗЗ не превышают ПДУ шума.

Источниками шума в период проектируемых работ будут трактора, бульдозеры, автотранспортная и строительные техника, дизельные генераторы. На этапе бурения к ним добавятся буровой станок, насосные агрегаты, компрессоры. Шумовые характеристики таких машин (уровни звукового давления, дБ, в восьми октавных полосах частот со среднегеометрическими частотами 31,5-8000 Гц и уровни звука L_A), представлены в табл. 4.11.1 [109, 114].

Таблица 4.11.1 Ориентировочные значения уровней шума от оборудования строительно-монтажных и подготовительных работ

№	Источник	Уровень шума L, дВА	Места замеров
1	Буровой станок	98-105	на расстоянии 0,5 м
2	Бульдозер	90-94	на расстоянии 0,5 м
3	Экскаватор	90-94	на расстоянии 0,5 м
4	Самосвал	91	на расстоянии 0,5 м
5	Дизель-генератор	100	на расстоянии 0,5 м от поршневой группы дизель-генератора мощностью от 100 до 500 кВw
6	Дизель-генератор в контейнере	85	на расстоянии 10 м от одного дизель-генератора в контейнере мощностью от 100 до 500 кВw
7	Компрессор	95-99	на расстоянии 0,5 м
8	Насосы	95-112	на расстоянии 0,5 м
9	Сварочный пост	82	на расстоянии 0,5 м

Как показывает практика, зоны шумового загрязнения с превышением ПДУ, установленных для жилой зоны, носят локальный характер и наблюдаются только в промышленной зоне - границах производственной площадки буровой. Поскольку участки проектируемых работ удалены от ближайших населенных пунктов на несколько километров, то можно уверенно

сказать, что шум от оборудования будет гаситься (каждое удвоение расстояния от источника шума дает снижение уровня звука на 4-5 дБА) и никакого шумового воздействия на население оказано не будет.

Движение автотранспорта при проектируемых работах будет происходить по существующим автодорогам. Возможное увеличение транспортных потоков на второстепенных дорогах, проходящих близ населенных пунктов, приведет к некоторому повышению уровня шума в дневное время, особенно при перевозке материалов мощными грузовыми автомобилями и доставке строительной техники.

Однако использование этой техники будет краткосрочным, а места проведения проектируемых работ достаточно далеко расположены от населенных мест, что позволит защитить население от шумового воздействия.

Защита персонала обеспечивается также исполнением межгосударственного стандарта (ГОСТ 27409-97), нормирующего шумовые характеристики машин, механизмов и другого оборудования. На рабочих местах, где возможный уровень шума будет превышать 85 дБА, персонал будет обеспечен персональными средствами защиты органов слуха, обеспечивающими снижение уровня шума у уха по крайней мере до 85 дБА.

Вибрация

Вибрация представляет собой механические колебания твердых тел или образующих их составляющих. По своей физической природе она тесно связана с шумом. Причиной возбуждения вибраций являются возникающие при работе машин и агрегатов неуравновешенные силовые воздействия.

Вибрации воспринимаются разными органами человека в зависимости от частоты и амплитуды колебаний. Человек воспринимает вибрации от нескольких долей герца до 800 Гц. На более высокой частоте вибрация воспринимается в виде теплового ощущения подобно ультразвуковым колебаниям. Воздействие вибрации может повлечь ряд негативных изменений в органах и системах человека от изменения ритма и частоты дыхания и артериального давления до понижения остроты зрения, особенно бинокулярного. Нарушается деятельность нервной системы, снижается концентрация внимания. Неприятными для человека являются колебания с частотой близкой к 40 Гц. Наиболее неблагоприятны для человека вибрации, частоты которых близко соответствуют резонансам отдельных органов тела и систем.

Значения нормируемых параметров вибрации определяют по результатам измерений на рабочих местах: локальной вибрации - по ГОСТ 31192.2-2005 (ИСО 5349-2:2001); общей вибрации - по ГОСТ 31319-2006 (ЕН 14253:2003). Контроль за соблюдением установленных гигиенических нормативов по вибрации осуществляют соответствующие уполномоченные организации в ходе периодического контроля за соблюдением безопасных условий труда, аттестации рабочих мест и др.

Допустимые уровни транспортно-технологической и технологической вибрации принимаются согласно санитарным нормам вибрации рабочих мест.

Наиболее вибронагруженным оборудованием является оборудование с динамическими нагрузками (буровой станок, автотранспорт и строительная техника, насосное оборудование, компрессора и др.).

Вибрации, возникающие при движении автомобиля, воздействуют также и на окружающее пространство, передаваясь через полотно дороги и землю. Вибрации, возникающие в дорожном покрытии, обусловлены его временным сжатием при проезде автомобиля и последующим быстрым снятием нагрузки. Возникающие таким образом колебания

покрытия дороги передаются на грунт и далее на здания и сооружения. Уровень вибрации при этом зависит от интенсивности и скорости движении, состава потока и ровности дорожного покрытия. Чем выше интенсивность, скорость движения и чем больше в составе потока тяжелых грузовых автомобилей, тем выше уровень вибрации, возникающей в придорожном пространстве. При наличии неровностей на дорожном покрытии происходит ударное взаимодействие колес автомобиля с дорогой, что также увеличивает уровень вибрации.

Интенсивность вибрации, передающейся зданиям и сооружениям в придорожной зоне, зависит от количества тяжелых грузовых автомобилей, их скорости, ровности дорожного покрытия, конструкции дорожной одежды, типа подстилающего грунта. Интенсивность вибрации характеризуется ускорением. Частота вибрации от транспортных нагрузок составляет 10-40 Гц.

При выполнении проектируемых работ предусмотрено использование строительной и инженерной техники, которая обеспечит уровень вибрации в пределах, установленных соответствующими санитарными правилами и нормами (СанПиН РК №3.01.032-97). Учитывая, что рабочие площадки будут удалены от жилых зон на расстояние более 2 км, максимальные уровни вибрации от всего виброгенерирующего оборудования на территории ближайшей жилой застройки не будут превышать установленных предельно допустимых уровней.

Основными методами борьбы с вибрациями машин и оборудования являются:

- снижение вибрации воздействием на источник возбуждения (посредством снижения или ликвидации вынуждающих сил);
- отстройка от режима резонанса путем рационального выбора массы и жесткости колеблющейся системы; либо изменением массы или жесткости системы, либо на стадии проектирования - нового режима;
- динамическое гашение колебаний - (дополнительные реактивные импедансы) - присоединение к защищенному объекту систем, реакции которой уменьшает размах вибрации в точках присоединения системы;
- изменение конструктивных элементов и строительных конструкций (увеличение жесткости системы - введение ребер жесткости);
- виброизоляция - этот способ заключается в уменьшении передачи колебаний от источника возбуждения защищаемому объекту при помощи устройств, помещенных между ними (резиновые, пружинные виброизоляторы).

Электромагнитное и ионизирующее излучение

На предприятии источниками электромагнитных полей промышленной частоты являются линии электропередач (ЛЭП), измерительные приборы, устройства защиты и автоматики, соединительные шины и др.

На территории месторождения располагаются установки, агрегаты, электрические генераторы и сооружения, которые являются источниками электромагнитных излучений.

На Полигоне закачки при проведении проектируемых работ ***не предусматривается*** размещение оборудования и использование технологических процессов, сопровождающихся ионизирующим излучением и создающих электростатическое и электромагнитное поля. Для электробезопасности обслуживающего персонала дополнительных мероприятий, кроме предусмотренных Правилами устройства электроустановок (ПУЭ), не требуется.

Учитывая, отсутствие линий высоковольтных электропередач уровни электромагнитного излучения на объектах закачки промстоков не будут превышать значений, установленных СТ РК 1151-2002 и СТ РК 1150-2002 и не окажут негативного влияния на работающий персонал. Уровень электромагнитных излучений на территории ближайших жилых застроек не будет превышать допустимых значений, установленных санитарными правилами и нормами РК.

Таким образом, в принятой шкале оценок воздействие физических факторов проектируемых работ по «Дополнению № 3 к проекту закачки…» будет следующим:

- Пространственный масштаб воздействия – ***локальный*** (1 балл), т.к. площадь воздействия составит до 1 км^2;
- Временной масштаб воздействия – ***кратковременный*** (1 балл), т.к. продолжительность отдельных видов проектных работ (КРС, гидроразрыв, бурение нагнетательной или мониторинговой скважины) не превысят 6-и месяцев;
- Интенсивность воздействия – ***незначительная*** (1 балл);
- Интегральная оценка выражается 1 баллом – ***низкая*** значимость воздействия.

РАЗДЕЛ 5. КОМПЛЕКСНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ

В разделах 4.2-4.11 рассмотрено ожидаемое воздействие на компоненты окружающей среды проектируемых работ по Дополнению №3 к Проекту закачки промышленных сточных вод КНГКМ в глубокозалегающие водоносные горизонты. Основной целью реализации Дополнения №3 является увеличение объемов закачки промсточных вод с 2023 г. до 1100 тыс. м^3/год на Полигоне закачки №2. Для этого планируется проведение комплекса работ: КРС и ГРП в наблюдательных скважинах РП-6 и РП-7; перевод скв. 9835 из ликвидированных в нагнетательные; бурение нагнетательной скв. РП-9 и наблюдательной скв. Г-9; опытные работы и лабораторные исследования.

В настоящем разделе приведены сводные данные воздействия на компоненты окружающей среды (см. табл. 5.1.1.).

Анализируя данные разделов 4.2-4.11 с учетом обязательного применения современных технологий при проведении проектируемых работ, строгом соблюдении природоохранных мероприятий, ожидаемые воздействия не будут выходить за пределы ***низкого*** уровня негативных последствий, за исключением воздействия эксплуатации полигонов закачки на химизм глубоких горизонтов подземных вод. Что, в целом, свидетельствует о допустимости проектируемой деятельности.

Воздействие на компоненты окружающей среды не изменяется в зависимости от двух вариантов и двух подвариантов варианта 2 реализации проектируемых работ, будет одинаковым для всех вариантов и подвариантов.

Говоря об интенсивности воздействия на компоненты окружающей среды от отдельных операций можно сделать вывод, что воздействие на все рассматриваемые компоненты окружающей среды будет незначительным. Воздействие закачки промстоков в штатном режиме на Полигонах закачки на атмосферный воздух, поверхностные воды, флору и фауну, образование и обращение с отходами производства и потребления не ожидается.

Таким образом, анализ покомпонентного интегрального воздействия на окружающую среду позволяет сделать вывод о том, что проектируемые работы будут проводиться в пределах уже существующих площадок Полигонов подземного захоронения промышленных стоков и не окажут значимого негативного воздействия на окружающую среду.

Таблица 5.1.1 Комплексная оценка воздействия проектируемых работ по Дополнению № 3 к проекту закачки

Виды и источники воздействия	Значимость воздействия
Атмосферный воздух	
Выбросы загрязняющих веществ при КРС, гидроразрыве пласта, переводе скв. 9835, строительстве скв. РП-9 и Г-9	*Низкая*
Геологическая среда	
Эксплуатация полигонов закачки	*Низкая*
КРС скважин (дополнительная перфорация скважин)	*Низкая*
Строительство нагнетательной и наблюдательной скважины	*Низкая*
Гидроразрыв	*Низкая*
Подземные воды	
КРС +ГРП скважин	*Низкая*
Строительство нагнетательной скважины	*Низкая*
Эксплуатация полигонов закачки верхние горизонты	*Низкая*
Эксплуатация полигонов закачки нижние горизонты (пластовое давление)	*Низкая*
Эксплуатация полигонов закачки нижние горизонты(химизм)	*Средняя*
Почвенный покров	
Механическое воздействие	*Низкая*

Виды и источники воздействия	Значимость воздействия
Химическое загрязнение	*Низкая*
Растительность	
Механическое воздействие	*Низкая*
Химическое загрязнение	*Низкая*
Животный мир	
Эксплуатация полигонов закачки	*Низкая*
Факторы беспокойства от антропогенной активности	*Низкая*
Физическое присутствие машин и механизмов	*Низкая*
Водохозяйственная деятельность	
Эксплуатация полигонов закачки	*Низкая*
Загрязнение сточными водами	*Низкая*
Сброс сточных вод в поверхностные воды и на рельеф	*Низкая*
Физические факторы	
Шум	*Низкая*
Вибрации	*Низкая*
Электромагнитное излучение	*Низкая*
Отходы производства и потребления	
Буровые работы, капитальный ремонт скважин (КРС), гидроразрыв пласта в рамках КРС, техническое обслуживание и мелкий ремонт оборудования/ агрегатов/ механизмов, приготовление буровых растворов, жизнедеятельность персонала	*Низкая*

Реализация намечаемой деятельности не окажет никакого негативного трансграничного воздействия на окружающую среду на территории другого государства в связи с отсутствием близлежащих границ других государств от территории Полигонов закачки и КНГКМ в целом. Возможные кумулятивные воздействия от проектируемых работ будут рассчитаны и рассмотрены на последующих стадиях проектирования в составе проектов НДС, НДВ и ПУО от всех объектов КНГКМ на соответствующий год.

РАЗДЕЛ 6. ОЦЕНКА ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ

При проектировании и строительстве скважин выполняются требования законодательства, нормативных актов и документов, стандартов Республики Казахстан по промышленной, пожарной, экологической безопасности, чрезвычайным ситуациям природного и техногенного характера, охране труда, санитарно-гигиеническим условиям, лицензирования, технического регулирования в соответствии с «Правилами обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» от 30 декабря 2014 года № 355 [16]. Данные правила разработаны в соответствии с подпунктом 14) статьи 12-2 Закона Республики Казахстан от 11 апреля 2014 года «О гражданской защите» [3] и определяют порядок обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности.

Мероприятия и проектные решения по промышленной безопасности (ПБ) предусмотрены с целью защиты от опасных, аварийных и чрезвычайных ситуаций и их последствий при строительстве скважины и включают организационные, технические условия предупреждения аварий, пожаров, ЧС, воздействия опасных и вредных факторов.

6.1. СЦЕНАРИИ ВОЗМОЖНЫХ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ

Карачаганакское месторождение является нефтегазоконденсатным. В производственных процессах добычи и подготовки углеводородов обращаются и хранятся следующие взрывоопасные, пожароопасные и вредные вещества: газ, конденсат, сероводород, меркаптаны, метанол, различные химические реагенты и горюче-смазочные вещества. Высокое содержание в сыром газе и газоконденсате сероводорода и большое пластовое давление предъявляют жесткие требования к обеспечению техники безопасности и охране труда.

Сущность газовой опасности состоит в том, что в пределах производственных объектов месторождения, включая КПК, УКПГ-3, УКПГ-2, в также площадок отдельных скважин, при их эксплуатации сохраняется высокая вероятность взрывов, пожаров и аварий.

Основным показателем газовой опасности является воздействие вредных веществ на человека, его работоспособность и состояние, т.е. риск людских потерь. Это состояние возможно при выделении вредных веществ в окружающую среду, при достижении ими опасных концентраций и одновременное нахождение в этой зоне человека без средств индивидуальной защиты.

Причинами возникновения аварийных ситуаций на КНГКМ могут быть:

- аварии, пожары, взрывы, приводящие к нарушению технологического процесса;
- потеря контроля над технологическим процессом, нарушение нормальной работы оборудования, сопровождающиеся возникновением опасных условий для производственной деятельности и персонала;
- разгерметизация технологического оборудования;
- нарушения, допускаемые при хранении и использовании в технологических процессах ядовитых, химически опасных, легко воспламеняющихся, радиоактивных веществ;
- несоответствие технологии разработки месторождения регламентам, правилам технической эксплуатации и другой, утвержденной в установленном в РК порядке, нормативно-технической и эксплуатационной документации, конструкторской документации;

- нарушение или игнорирование нормативных требований и законодательных актов Республики Казахстан в области охраны природы и промышленной безопасности.

При реализации технических решений «Дополнения №3 к проекту закачки промышленных сточных вод Карачаганакского НГКМ в глубокозалегающие водоносные горизонты в части корректировки проектных показателей» потенциально опасными с точки зрения аварийности объектами являются:

- сосуды, работающие под давлением, на установках подготовки сточных вод на УКПГ-2, УКПГ-3, КПК;
- буровые станки, емкости для хранения ГСМ, жидких химикатов и реагентов, используемые на площадках скважин при КРС;
- передвижные источники, используемые при обслуживании скважин (при КРС, кислотных обработках, проведении замеров);
- внутрипромысловые трубопроводы сточных вод, транспортирующие водометанольную смесь (байпасы, манометрические сборки, счётчики расхода, приборы диагностики и др.).

6.1.1. Аварийные ситуации при бурении и ремонте скважин

Следует отметить, что вероятные аварийные ситуации при бурении нагнетательных и наблюдательных скважин на воду не будут такими опасными и разрушительными, как при бурении нефтегазодобывающих скважин. По условиям залегания пластовых флюидов здесь не может наблюдаться выбросов. Основными видами аварий в процессе строительства скважин и осложнений, создающих аварийные ситуации, являются:

- Аварии с бурильной колонной – слом бурильной трубы, прихват, заклинка;
- Аварии с обсадными трубами – прихват, полк, слом долота;
- Падение сторонних предметов в скважину;
- Поглощение бурового и цементного раствора.

Как показал предыдущий опыт бурения нагнетательных скважин, при бурении возможны следующие осложнения: затягивание в желоб, сужение ствола скважины, сальникообразование, поглощение бурового раствора, осыпание стенок скважины. Способы борьбы с этими осложнения предусматриваются проектом на бурение конкретных скважин.

Устья скважин оборудованы устройствами, позволяющими осуществлять контроль скважин в необходимых пределах. К таким устройствам относятся превенторные установки и фонтанные арматуры. Линии глушения, дросселирования и шлейфы скважин оборудованы задвижками, позволяющими манипулировать потоками или перекрывать их. Задвижки приводятся в действие либо ручным, либо дистанционным (гидравлическим или пневматическим) способом.

Выкидные линии на амбар для отжига оборудованы дистанционным запальным устройством.

При бурении нагнетательных скважин должна соблюдаться технология строительства скважины, особенно в плане надежного перекрытия интервалов бурения, что создает надежную крепость колонн в процессе эксплуатации скважин. По всей длине обсадных колонн должны быть созданы прочные цементные кольца между стенками скважин и обсадными колоннами с целью исключения перетоков пластовых вод из одного пласта в другой.

По данным ВНИИСПТнефть, общая вероятность возникновения аварийных ситуаций на 1000 м проходки при бурении скважин составляет 16%.

Вероятность возникновения аварийных ситуаций на 1000 м бурения как среднестатистическая для отрасли приведена в табл. 6.1.1.

Таблица 6.1.1 Вероятность возникновения аварийных ситуаций при разведочном бурении на 1000 м бурения

Вид аварий							
Поломка бурильных труб	Слом долота	Падение в скважину посторонних предметов	Прихват колонны бурильных труб	Поломка обсадных труб	Неудачный цементаж	Поломка забойных двигателей	Прочие виды
0,058	0,021	0,007	0,04	0,01	0,0003	0,009	0,016

Ожидаемая частота возникновения аварий при бурении скважин с тяжелыми экологическими последствиями приведена в табл. 6.1.2. Показатели частоты аварий каждого типа получены в работе (Клейменова, 2011) с учетом «дерева событий» для каждого вида аварий и отраслевой статистики о возникновении инициирующего события.

Таблица 6.1.2 Ожидаемая частота возникновения аварийных ситуаций на скважине

Сценарий аварийной ситуации	Частота аварии, случаев/год
Пожар пролива при разрушении емкостей ГСМ объемом 50-60 м^3	$2,7*10^{-6}$
Пролив без возгорания при разрушении емкостей ГСМ объемом 50-60 м^3	$6,73*10^{-6}$
Взрыв топливо-воздушной смеси при разрушении емкостей ГСМ объемом 50-60 м^3	$3,46*10^{-7}$

Отметим, что в ранее пробуренных скважинах (с 1999 по 2007 г. компанией КФ ННК «PETROM S.A.» было пробурено 39 скважин, Компанией «Кристалл Менеджмент в 2016-2018 гг. было пробурено 11 скважин) осложнений при проводке скважин типа обвалов пород, поглощении промывочной жидкости, прихватов бурильного инструмента при соблюдении всех технологических мер не наблюдалось.

6.1.2. Разлив бурового раствора

Аварийные разливы бурового раствора на стадии бурения скважины потенциально менее опасны, поскольку они характеризуются небольшими объёмами хранимых веществ, не превышающими нескольких десятков тонн.

Из разливов технических жидкостей гипотетически возможен лишь разлив противовыбросового запаса бурового раствора, в случае аварийного нарушения целостности ёмкости для его хранения. Объём такого запаса обычно составляет около 20% от находящегося в работе. Большая часть вытекшего раствора останется в пределах обваловки буровой площадки, т. к. по сравнению с нефтепродуктами раствору присуща невысокая текучесть.

6.1.3. Аварии на временных хранилищах ГСМ

Аварии на временных хранилищах нефтепродуктов являются следствием, как природных катастрофических ситуаций, так и причин антропогенного характера. Вероятность разрушения резервуара формируется за счет действия различных факторов:

- механические и коррозионные повреждения;
- дефекты конструкции и монтажа;
- пожар в хранилище ГСМ и нефтепродуктов;
- землетрясение, активизация просадочных процессов и другие стихийные бедствия.

Частота распределения случаев аварий и отказов резервуарных конструкций по виду основных физических причин по статистическим данным представлена в табл. 6.1.3.

Таблица 6.1.3 Основные причины аварий в резервуарных парках

№ п/п	Причины аварий	Число аварий, %
1	Хрупкое разрушение	63,1
2	Взрыв и пожар	12,3
3	Непроектный вакуум	7,7
4	Коррозионный износ	3,1
5	Ураганный ветер	1,5
6	Неравномерная осадка основания	1,5
7	Прочие	10,8

Причины возникновения пожаров на временных хранилищах ГСМ и нефтепродуктов обусловлены, как правило, образованием взрывоопасных концентраций паров нефтепродуктов в самом резервуаре или на площадке обвалования и активизацией источника воспламенения (инициирования) взрывоопасной смеси.

Согласно статистике, основными факторами воспламенения паров нефтепродуктов являются ремонтные работы и другие источники, приводящие к образованию искр или открытого пламени. Источники инициирования взрывоопасных смесей на объектах хранения нефтепродуктов приведены в табл. 6.1.4.

Таблица 6.1.4 Источники инициирования взрывоопасных смесей в хранилищах нефтепродуктов

№ п/п	Источники	Распределение, %
1	Источники зажигания при подготовке и проведении ремонтных работ на резервуарах	23,5
2	Атмосферное электричество	9,2
3	Статическое электричество	9,7
4	Неисправность электрооборудования	11,7
5	Другие источники	45,9

Развитие аварийных ситуаций на временных хранилищах ГСМ может происходить по одному из 3 наиболее вероятных сценариев:

- Разлив ГСМ в результате разрушения резервуара без воспламенения. Представляет наименьшую опасность для природной среды и персонала, если нефтепродукты не растекаются за пределы обвалования. При разливе ГСМ возможно загрязнение основных компонентов окружающей среды в небольших масштабах.
- Пожар на временных хранилищах ГСМ. Возрастает угроза жизни персонала от токсичности продуктов горения, а также термического воздействия пожара. Опасность загрязнения природной среды связана, в основном, с загрязнением атмосферы продуктами горения. При разливе ГСМ во время пожара опасность загрязнения окружающей среды и угроза персоналу увеличивается.
- Взрыв паров нефтепродуктов на временных хранилищах ГСМ, сопровождающийся горением ГСМ. Воздействие на окружающую среду и персонал имеет форму ударного воздействия, возникшего в результате взрыва.

Масштабы аварий с хранилищами ГСМ носят обычно локальный характер, хотя интенсивность воздействия на отдельные компоненты окружающей среды может быть очень высокой.

По последствиям для окружающей среды аварии на временных хранилищах ГСМ ведут к загрязнению нефтепродуктами поверхностных и подземных вод и почвенного покрова.

Наличие на промплощадке проектируемых скважин оперативного запаса нефтепродуктов требует особого внимания к возможным аварийным утечкам их из резервуаров временных хранилищ, строгого выполнения принятых в отрасли правил техники безопасности.

Масштабы воздействия при этом виде аварий, как правило, не выходят за пределы территории промплощадки скважины.

6.1.4. Аварии при проведении гидроразрыва пласта

При гидравлическом разрыве пласта возникают различные аварийные ситуации в процессе подготовительных работ или при собственно разрыве пласта. К основным недостаткам, приводящих к авариям и травматизму, относятся: отклонение обвязки агрегатов и устья скважины от принятых схем, отсутствие средств сигнализации, большие вибрации линий обвязки, шум агрегатов, превышающий нормы, нарушение правил сборки и разборки обвязки оборудования, отсутствие или неисправность приборов контроля процесса разрыва.

Процесс ГРП – быстротечный, эффективность его находится в прямой зависимости от темпа проведения операций собственно разрыва и заполнения трещины пропантом. Поэтому комплекс оборудования отличается высокой подачей и большими давлениями нагнетания. В связи с тем, что при проведении работ требуются высокое давление и большие подачи жидкостей используют высоконапорные насосы, а, также, параллельную работу нескольких агрегатов, со сложной обвязкой и мощными приводами.

Возможные аварии в процессе проведения ГРП: разгерметизация устья скважины, разгерметизация линии затрубного участка, разгерметизация линии высокого или низкого давления, пожар или загорание (возгорание верхнего оборудования смесительной установки и возгорание верхнего оборудования насосного агрегата при проведении ГРП).

Масштабы воздействия при этом виде аварий, как правило, не выходят за пределы территории промплощадки скважины.

6.1.5. Возможные аварийные ситуации, связанные с закачкой промстоков

В состав системы подготовки и закачки производственных стоков в недра входят: установки подготовки сточных вод к закачке, расположенные на УКПГ-3, УКПГ-2 и КПК; выкидные трубопроводы от установок до нагнетательных скважин на Полигонах 1 и 2; нагнетательные и наблюдательные скважины на Полигонах 1 и 2.

Возможные аварийные ситуации на этих установках и планы реагирования на них рассмотрены в документах:

- KPO-20-HSE-PLN-00071 – УКПГ-2;
- KPO-30-HSE-PLN-00072 – УКПГ-3;
- KPO-50-HSE-PLN-00078 – КПК.

В данной работе аварийные ситуации на этих установках не рассматриваются, поскольку они не входят в состав Полигонов закачки.

Возможны аварийные ситуации, связанные непосредственно с полигонами закачки: аварийные ситуации, связанные с трубопроводной системой и эксплуатацией нагнетательных скважин.

На этапе эксплуатации полигонов закачки серьезных аварий, связанных пожарами и взрывами, не предвидится.

Возможными осложнениями, которые могут повлечь за собой временную остановку скважины, являются:

- коррозионное повреждение трубопровода, приводящее к утечке сточных вод;
- засорение фильтров на станции фильтров перед закачкой промстоков в скважину;
- потеря приемистости скважины в результате загрязнения призабойной зоны нагнетательных скважин;

- нарушение герметичности заколонного пространства.

Нагнетательные скважины на полигонах закачки

Предпосылками развития осложнений или аварий на нагнетательных скважинах являются:

- ухудшение затрубной изоляции (цементного кольца);
- нарушение герметичности обсадных колонн;
- образование песчаных пробок;
- снижение фильтрационных свойств пород пласта-коллектора.

Для контроля состояния скважин и предупреждения аварийных ситуаций на Полигонах закачки действует система мониторинга. Состав работ по контролю за техническим состоянием нагнетательных скважин определяется «Инструкцией по контролю за затрубным давлением на скважинах КНГКМ» и «Методическими рекомендациями по анализу рисков и предотвращению опасных ситуаций от скважин с МКД на КНГКМ».

Трубопроводы сточных вод

Наиболее безопасным с точки зрения возможности коррозионного повреждения трубопровода является стеклопластиковые трубопроводы сточных вод от УКПГ-3 до станции фильтров, от станции фильтров до скважин РП-1 и РП-3.

Водовод для подачи сточных вод с установки УКПГ-2 на закачку в скважину РП-1 был выполнен из стальных труб. Часть трубопровода перед скважиной РП-1 была демонтирована и соединена трубой, изготовленной из стеклопластика, со станцией фильтров.

Другие трубопроводы (КПК - РП-4) выполнены из стальных труб. Трубопроводы от станции фильтров до скважин РП-4, РП-6, РП-7 выполнены из стеклопластика. Для стальных труб предусмотрены меры защиты от коррозии, соответствующие требованиям ГОСТ РК 51164-98 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования защиты от коррозии». В проектах стальных трубопроводов учтены такие меры защиты от коррозии как трехслойное изоляционное покрытие, катодная защита, использование специальных кожухов при прокладке трубопроводов под дорогами и при пересечении других трубопроводов.

В результате коррозионного повреждения трубопровода возможны незначительные по масштабам утечки сточных вод.

При выявлении утечки сточной воды из трубопровода, закачка будет временно приостановлена и проведены ремонтные работы по замене поврежденного отрезка трубы.

Другие виды возможных неполадок или аварийных ситуаций

- Засорение фильтров CL-03 A/B;
- Снижение приемистости скважины.

О засорении фильтра можно судить по показаниям дифманометров, установленных на фильтрах CL-03 A/B. Если этот перепад будет равен или выше установки давления 0,1 МПа, то фильтр надо заменить.

При снижении приемистости скважины (о чем сигнализирует рост устьевого давления) закачка в нее прекращается, и на ней проводятся мероприятия по восстановлению приемистости, например, кислотные обработки. Периодическое проведение мероприятий по восстановлению приемистости нагнетательных скважин учитывается графиком работы полигона закачки.

Собственно, аварийная ситуация и не возникнет, так как сточные воды во всех случаях останутся в пределах выделенного пласта - разной будет только площадь их распространения.

6.2. ПРИЧИНЫ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ

Основные причины возникновения аварийных ситуаций можно классифицировать по следующим категориям:

- технологические отказы, обусловленные нарушением норм технологического режима производства или отдельных технологических процессов;
- механические отказы, вызванные частичным или полным разрушением или износом технологического оборудования или его деталей;
- организационно-технические отказы, обусловленные прекращением подачи сырья, электроэнергии, ошибками персонала и т. д.;
- чрезвычайные события, обусловленные пожарами, взрывами, в том числе, на соседних объектах;
- стихийные, вызванные стихийными природными бедствиями – землетрясения, грозы, пыльные бури и т.д.

6.3. ВЕРОЯТНОСТЬ ВОЗМОЖНЫХ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ

Согласно Экологическому кодексу РК, экологический риск – это вероятность неблагоприятных изменений состояния окружающей среды и (или) природных объектов вследствие влияния определенных факторов.

Анализ вероятности возникновения аварийных ситуаций при проведении проектных работ «практически невероятные аварии – редкие аварии – вероятные аварии – возможные неполадки – частые неполадки» с учетом наиболее опасных в экологическом отношении звеньев технологической цепи приведен в табл. 6.3.1.

Таблица 6.3.1 Вероятность и последствия возможных аварийных ситуаций при осуществлении проектных работ согласно Дополнения №3

№ п/п	Возможные аварийные ситуации	Вероятность возникновения	Последствия	Мероприятия по минимизации риска аварийной ситуации
1	2	3	4	5
1.	Аварии при строительстве скважины, включая разлив бурового раствора	Вероятная авария (10^{-1}≤ P <1)	Воздействие на геологическую среду, возможность загрязнения подземных вод.	Техническим Проектом будет предусмотрено соблюдение регламента бурения и наличие на промплощадке скважины специального оборудования для ликвидации такого вида аварий
	Межпластовые перетоки жидкостей по затрубному пространству, вызывающие гидродинамические и гидрохимические изменения подземных вод смежных горизонтов	Маловероятная авария (10^{-4}≤ P <10^{-3})	Загрязнение пластовыми водами смежных водоносных горизонтов	Качественная цементация технической и эксплуатационной колонн, соблюдение проектных решений и контроль за извлекаемым флюидом при испытании сводят вероятность перетоков к минимуму.
2.	Аварии при проведении гидроразрыва пласта	Редкая авария (10^{-6}≤ P <10^{-4})	Загрязнение почвенно-растительного покрова. Возможность загрязнения подземных вод.	Техническим проектом будет предусмотрено обучение вахт и методы подавления такого вида аварий

№ п/п	Возможные аварийные ситуации	Вероятность возникновения	Последствия	Мероприятия по минимизации риска аварийной ситуации
1	2	3	4	5
	Аварии при проведении гидроразрыва пласта с возгоранием оборудования	Редкая авария (10^{-6}≤ P <10^{-4})	Загрязнение почвенно-растительного покрова загрязнение воздушного бассейна продуктами сгорания. Значительный фактор беспокойства для животного мира	Обученный персонал, обеспеченный необходимым противопожарным оборудованием, обеспечит минимизацию вероятности возникновения осложнений.
3.	Авария на хранилище ГСМ с разливом	Вероятная авария (10^{-1}≤ P <1)	Загрязнение почвенно-растительного покрова. Возможность загрязнения подземных вод.	Места хранилища ГСМ оборудованы обвалованием и ловушками со средствами откачки
	Авария на хранилище ГСМ с возгоранием	Редкая авария (10^{-6}≤ P <10^{-4})	Загрязнение воздушного бассейна продуктами сгорания ГСМ.	Соблюдение правил противопожарной безопасности
4.	Нарушение герметичности обсадных колонн и образование свищей и как следствие перетекание стоков в верхний водоносный горизонт, межколонные перетоки (загрязнение подземных вод верхних горизонтов)	Маловероятная авария (10^{-4}≤ P <10^{-3})	Возможность загрязнения подземных вод.	Для контроля состояния скважин и предупреждения аварийных ситуаций на Полигонах закачки действует система мониторинга. Ведется контроль за техническим состоянием нагнетательных скважин.
5.	Коррозионное повреждение трубопровода	Маловероятная авария (10^{-4}≤ P <10^{-3})	Загрязнение почвенно-растительного покрова.	Ведется контроль за техническим состоянием трубопроводов. Ведется контроль за давлением в системе трубопроводов.

6.4. ОЦЕНКА ЭКОЛОГИЧЕСКОГО РИСКА

6.4.1. Методика оценки экологического риска аварийных ситуаций

Воздействие на окружающую среду при штатном режиме деятельности производственного объекта резко отличается от воздействий в результате возникновения аварийных ситуаций.

Оценка воздействия на компоненты окружающей среды при аварийных ситуациях была выполнена на основе «Методических указаний по проведению оценки воздействия хозяйственной деятельности на окружающую среду», утвержденной Приказом Министра ООС РК № 270-п от 29.10.2010.

Оценка воздействия на окружающую среду аварийных ситуаций несколько усложняется по сравнению с оценкой воздействия в штатном режиме, за счет введения дополнительной стадии по оценке воздействия. Это оценка вероятности возникновения чрезвычайного события.

Основными этапами оценки воздействия чрезвычайных ситуаций являются:

- выявление потенциально опасных событий, могущих повлечь за собой значимые последствия для окружающей среды;
- оценка риска возникновения таких событий;
- оценка воздействия на окружающую среду возможных чрезвычайных событий;

- разработка мероприятий по минимизации возможности возникновения опасных событий и минимизации их последствий.

Оценка уровня экологического риска для каждого сценария аварии определяется, исходя из приведенной матрицы (табл. 6.4.1). На данной матрице по горизонтали показана вероятность (частота возникновения) аварийной ситуации, а по вертикали – интенсивность воздействия на компонент окружающей среды.

Аварии, для которых характерна частота возникновения первой и второй градации, маловероятны в течение срока реализации проекта. Аварии, характеризующиеся средней и высокой вероятностью, возможны в течение срока реализации проекта. Аварии с очень высокой вероятностью случаются в среднем чаще, чем раз в год.

По вертикали, как уже сказано, в матрице показана степень изменения компонентов окружающей среды. Характеристика степеней изменения приведена в табл. 6.4.2. Каждой степени изменения соответствует значимость воздействия, которая определяется по методике оценки воздействия для штатной ситуации (раздел 3.1).

Таблица 6.4.1 Матрица оценки уровня экологического риска

Значимость воздействия, балл*	Компоненты природной среды	Вероятность возникновения аварийной ситуации P, случаев в год					
		$P < 10^{-6}$	$10^{-6} \leq P < 10^{-4}$	$10^{-4} \leq P < 10^{-3}$	$10^{-3} \leq P < 10^{-1}$	$10^{-1} \leq P < 1$	$P \geq 1$
		Практически невозможная (невероятная) авария	Редкая (неправдо-подобная) авария	Мало-вероятная авария	Случайная авария	Вероятная авария	Частая авария
0-10		Н	Н	Н	Н	Н	Н
11-21		Н	Н	Н	Н	С	С
22-32		Н	Н	Н	С	С	В
33-43		Н	Н	С	С	В	В
44-54		Н	С	С	В	В	В
55-64		С	С	В	В	В	В

Примечание: ** Уровень тяжести воздействия определяется в соответствии с методом оценки воздействия на окружающую среду для каждого из компонентов (оценка выполняется для каждого из видов возможных аварийной ситуации).*

Таблица 6.4.2 Характеристика степеней изменений компонентов окружающей среды

Критерий	Характеристика изменений	Уровень изменения (тяжести воздействия)	Баллы интегральной оценки воздействия
Компонент окружающей среды	Превышены допустимые пределы интенсивности нагрузки на компонент природной среды или, когда отмечаются воздействия большого масштаба, особенно в отношении ценных/ чувствительных ресурсов	Высокая	(28-64)
Компонент окружающей среды	Интенсивность воздействия имеет широкий диапазон, начиная от порогового значения, ниже которого воздействие является низким, до уровня, почти нарушающего узаконенный предел	Средняя	(9-27)
	Последствия испытываются, но величина воздействия достаточно низка (при смягчении или без смягчения), а также находится в пределах допустимых стандартов или рецепторы имеют низкую чувствительность / ценность	Низкая	(1-8)

Уровень ***экологического риска*** (высокий, средний и низкий) для каждого сценария определяется ячейкой на пересечении соответствующего ряда матрицы со столбцом установленной частоты возникновения аварии.

Результирующий уровень экологического риска для каждого сценария аварий определяется следующим образом:

- ***Низкий*** **(Н) –** приемлемый риск/воздействие;
- ***Средний*** **(С) –** риск/воздействие приемлем, если соответствующим образом управляем;
- ***Высокий (В)*** **–** риск/воздействие неприемлем.

6.4.2. Оценка воздействия возможных аварийных ситуаций на окружающую среду и оценка экологического риска

Экологические последствия аварийных ситуаций могут быть тяжелыми, и зависят, в первую очередь, от характера аварии. Ниже дана оценка воздействия возможных аварийных ситуаций на компоненты окружающей среды при реализации технических решений «Дополнения №3 к проекту закачки промышленных сточных вод Карачаганакского НГКМ в глубокозалегающие водоносные горизонты в части корректировки проектных показателей».

При наиболее экологически опасных авариях на хранилище ГСМ и авариях при проведении гидроразрыва пласта с возгоранием, воздействия будут оказываться на все основные компоненты окружающей среды: воздушный бассейн, почвенный слой, растительность и животный мир. В результате аварии в атмосферу будет выброшен значительный объем продуктов горения. Высокая рассеивающая способность атмосферы региона не будет способствовать локальному накоплению продуктов сгорания, однако в непосредственной близости от места аварии, вероятнее всего, будет иметь место кратное превышение ПДК по оксидам азота и углерода.

Воздействие на почвы может выразиться в ликвидации почвенного слоя в месте горения (за территорией промплощадок скважин), в обжиге грунтов поверхностного слоя и выгорании гумуса, что повлечет за собой утрату структуры почв и плодородия.

В радиусе нескольких сот метров может выгореть растительность, однако на следующий сезон она полностью восстанавливается за исключением эпицентра пожара, где плодородные свойства почв будут утрачены.

В результате такой аварии погибнут практически все насекомые, пресмыкающиеся и грызуны, находящиеся в эпицентре аварии. После ликвидации аварии насекомые и грызуны, как правило, вновь осваивают нарушенные местообитания при условии восстановления там кормовой базы в течение следующего сезона. Воздействие на наземных млекопитающих и птиц будет значительно меньше, они в силу своей мобильности покинут зону бедствия.

Данный сценарий аварий отражает самый пессимистический вариант и оценивается как маловероятный.

Однако теоретическая вероятность события существует, и для минимизации последствий подобной чрезвычайной ситуации должен быть разработан детальный технический план ликвидации аварии, сценарии действия членов буровых бригад, проведены учения и подготовлены необходимые средства и материалы для реабилитации нарушенных участков.

При возникновении других возможных аварийных ситуаций, описанных выше будет происходить загрязнение почво-грунтов нефтепродуктами, буровым раствором, химическими веществами, содержащимися в воде, используемой для ГРП. Часть нефтепродуктов и химических веществ испарится, часть фильтруется в грунты, а затем с атмосферными осадками проходит через зону аэрации до уровня грунтовых вод и далее эти загрязнения могут перемещаться по водоносному горизонту. Локальное загрязнение подземных вод может сохраняться непродолжительное время – подземный сток и отсутствие повторных загрязнений приведет к быстрой очистке водоносного горизонта.

На Полигоне закачки наиболее нежелательными для окружающей среды и, в частности, подземных вод являются аварии, связанные с нарушением герметичности обсадных колонн, нарушением заколонного и межколонного пространства и возникновением перетоков в верхние горизонты, а также коррозионное повреждение трубопровода, с которым связана утечка сточных вод в грунтовую среду.

Говорить о воздействии при этих аварийных ситуациях на компоненты окружающей среды, кроме воздействия на подземные воды, вряд ли необходимо. Следует остановиться на одном факторе воздействия – это загрязнении подземных вод. В первом случае, возможно попадание стоков во всю вышележащую толщу, начиная от интервала повреждения и до верхних водоносных горизонтов. Во втором случае будет отмечаться загрязнение подземных вод четвертичного горизонта. Масштабы этого загрязнения будут зависеть от времени истечения и объемов стоков, проникших в водоносный горизонт.

Уровень тяжести воздействия на компоненты окружающей среды при возникновении аварийных ситуаций приведен в табл. 6.4.3-6.4.8.

Таблица 6.4.3 Воздействия на компоненты окружающей среды аварии на хранилище ГСМ

№ п/п	Компонент ОС	Масштабы воздействий			Суммарная значимость воздействия
		пространственный	временной	интенсивность воздействия	
Без возгорания					
1	Почвенный покров	Локальный (1)	Кратковременный (1)	Слабая (2)	Низкая (2)
2	Подземные воды	Ограниченный (2)	Кратковременный (1)	Слабая (2)	Низкая (4)
С возгоранием					
1	Атмосферный воздух	Локальный (1)	Кратковременный (1)	Умеренная (3)	Низкая (3)
2	Почвенно-растительный покров	Локальный (1)	Кратковременный (1)	Слабая(2)	Низкая (2)
3	Животный мир	Локальный (1)	Кратковременный (1)	Слабая (2)	Низкая (2)

Таблица 6.4.4 Воздействия на компоненты окружающей среды аварий при строительстве скважины и КРС (межпластовые перетоки или поглощение промывочной жидкости и бурового раствора)

№ п/п	Компонент ОС	Масштабы воздействий			Суммарная значимость воздействия
		Пространственный	Временной	Интенсивность воздействия	
1	Геологическая среда	Локальный (1)	Кратковременный (1)	Незначительная (1)	Низкая (1)
2	Подземные воды (межпластовые перетоки)	Ограниченный (2)	Кратковременный (1)	Слабая (2)	Низкая (4)
3	Подземные воды (поглощение промывочной жидкости и бурового раствора)	Ограниченный (2)	Кратковременный (1)	Слабая (2)	Низкая (4)

Таблица 6.4.5 Воздействия на компоненты окружающей среды разлива бурового раствора

№ п/п	Компонент ОС	Масштабы воздействий			Суммарная значимость воздействия
		пространст-венный	временной	интенсивность воздействия	
1	Почвенный покров	Локальный (1)	Кратковременный (1)	Незначительная (1)	Низкая (1)
2	Подземные воды	Локальный (1)	Кратковременный (1)	Незначительная (1)	Низкая (1)

Таблица 6.4.6 Воздействия на компоненты окружающей среды аварии при проведении гидроразрыва пласта

№ п/п	Компонент ОС	Масштабы воздействий			Суммарная значимость воздействия
		пространственный	временной	интенсивность воздействия	
Без возгорания					
1	Подземные воды	Ограниченный (2)	Кратковременный (1)	Слабая (2)	Низкая (4)
С возгоранием					
1	Атмосферный воздух	Локальный (1)	Кратковременный (1)	Умеренная (3)	Низкая (3)
2	Почвенно-растительный покров	Локальный (1)	Кратковременный (1)	Слабая(2)	Низкая (2)
3	Животный мир	Локальный (1)	Кратковременный (1)	Слабая (2)	Низкая (2)

Таблица 6.4.7 Воздействия на компоненты окружающей среды аварии при нарушении герметичности обсадных колонн

№ п/п	Компонент ОС	Масштабы воздействий			Суммарная значимость воздействия
		пространственный	временной	интенсивность воздействия	
1	Подземные воды	Ограниченный (2)	Средней продолжительности (2)	Сильная (4)	Средняя (16)

Таблица 6.4.8 Воздействия на компоненты окружающей среды аварии при коррозионном повреждении трубопровода

№ п/п	Компонент ОС	Масштабы воздействий			Суммарная значимость воздействия
		пространственный	временной	интенсивность воздействия	
2	Почвенно-растительный покров	Локальный (1)	Кратковременный (1)	Слабая(2)	Низкая (2)
3	Подземные воды	Локальный (1)	Кратковременный (1)	Слабая (2)	Низкая (2)

Оценка уровня экологического риска для каждого сценария аварии в соответствии с принятой методикой приведена в табл. 6.4.9-6.4.14.

Таблица 6.4.9 Матрица оценки экологического риска при аварийной ситуации (аварии в скважинах – межпластовые перетоки или поглощение промывочной жидкости и бурового раствора)

Значимость воздействия, балл	Компоненты природной среды		Вероятность возникновения аварийной ситуации Р, случаев в год					
			$P < 10^{-6}$	$10^{-6} \le P < 10^{-4}$	$10^{-4} \le P < 10^{-3}$	$10^{-3} \le P < 10^{-1}$	$10^{-1} \le P < 1$	$P \ge 1$
	Геологическая среда	Подземные воды	Практически невозможная (невероятная) авария	Редкая (неправдоподобная) авария	Мало-вероятная авария	Случайная авария	Вероятная авария	Частая авария
0-10	1	4			++			
11-21								
22-32								
33-43								
44-54								
55-64								

Таблица 6.4.10 Матрица оценки риска при аварийной ситуации (разлив бурового раствора)

Значимость воздействия, балл	Компоненты природной среды		Вероятность возникновения аварийной ситуации Р, случаев в год					
			$P < 10^{-6}$	$10^{-6} \leq P < 10^{-4}$	$10^{-4} \leq P < 10^{-3}$	$10^{-3} \leq P < 10^{-1}$	$10^{-1} \leq P < 1$	$P \geq 1$
	Почвенно-растительный покров	Подземные воды	Практически невозможная (невероятная) авария	Редкая (неправдо-подобная) авария	Мало-вероятная авария	Случайная авария	Вероятная авария	Частая авария
0-10	1	1					++	
11-21								
22-32								
33-43								
44-54								
55-64								

Таблица 6.4.11 Матрица оценки риска при аварийной ситуации (аварии на хранилищах ГСМ)

Значимость воздействия, балл	Компоненты природной среды				Вероятность возникновения аварийной ситуации Р, случаев в год					
					$P < 10^{-6}$	$10^{-6} \leq P < 10^{-4}$	$10^{-4} \leq P < 10^{-3}$	$10^{-3} \leq P < 10^{-1}$	$10^{-1} \leq P < 1$	$P \geq 1$
	Атмосферный воздух	Почвенно-растительный покров	Животный мир	Подземные воды	Практически невозможная (невероятная) авария	Редкая (неправдо-подобная) авария	Мало-вероятная авария	Случайная авария	Вероятная авария	Частая авария
0-10	3	2	2	4		+++			++	
11-21										
22-32										
33-43										
44-54										
55-64										

Таблица 6.4.12 Матрица оценки риска при аварийной ситуации (аварии при проведении гидроразрыва пласта)

Значимость воздействия, балл	Компоненты природной среды				Вероятность возникновения аварийной ситуации Р, случаев в год					
					$P < 10^{-6}$	$10^{-6} \leq P < 10^{-4}$	$10^{-4} \leq P < 10^{-3}$	$10^{-3} \leq P < 10^{-1}$	$10^{-1} \leq P < 1$	$P \geq 1$
	Атмосферный воздух	Почвенно-растительный покров	Животный мир	Подземные воды	Практически невозможная (невероятная) авария	Редкая (неправдо-подобная) авария	Мало-вероятная авария	Случайная авария	Вероятная авария	Частая авария
0-10	3	2	2	4		++++				
11-21										
22-32										
33-43										
44-54										
55-64										

Таблица 6.4.13 Матрица оценки риска при аварийной ситуации (коррозионное повреждение трубопровода)

Значимость воздействия, балл	Компоненты природной среды		Вероятность возникновения аварийной ситуации Р, случаев в год					
			$P < 10^{-6}$	$10^{-6} \leq P < 10^{-4}$	$10^{-4} \leq P < 10^{-3}$	$10^{-3} \leq P < 10^{-1}$	$10^{-1} \leq P < 1$	$P \geq 1$
	Почвенно-растительный покров	Подземные воды	Практически невозможная (невероятная) авария	Редкая (неправдо-подобная) авария	Мало-вероятная авария	Случайная авария	Вероятная авария	Частая авария
0-10	1	1			++			
11-21								
22-32								
33-43								
44-54								
55-64								

Таблица 6.4.14 Матрица оценки риска при аварийной ситуации (нарушение герметичности обсадных колонн)

Значимость воздействия, балл	Компоненты природной среды	Вероятность возникновения аварийной ситуации Р, случаев в год					
		$P < 10^{-6}$	$10^{-6} \leq P < 10^{-4}$	$10^{-4} \leq P < 10^{-3}$	$10^{-3} \leq P < 10^{-1}$	$10^{-1} \leq P < 1$	$P \geq 1$
	Подземные воды	Практически невозможная (невероятная) авария	Редкая (неправдо-подобная) авария	Мало-вероятная авария	Случайная авария	Вероятная авария	Частая авария
0-10							
11-21							
22-32	16			+			
33-43							
44-54							
55-64							

Таким образом, анализируя результирующие уровни экологического риска для каждого сценария аварий при реализации технических решений «Дополнения №3» к проекту закачки промышленных сточных вод Карачаганакского НГКМ в глубокозалегающие водоносные горизонты в части корректировки проектных показателей», можно утверждать, что в основном они не выходят за рамки ***низкого уровня экологического риска.***

Такие аварии не повлияют на состояние почв, подземных вод, животного и растительного мира, а также на здоровье человека.

6.5. ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ И ПРОФИЛАКТИКА ВОЗМОЖНЫХ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ

Предупреждение и профилактика возможных аварий являются основным аспектом обеспечения безопасности. Основными мероприятиями по предупреждению и уменьшению последствий ЧС в ходе проведения работ по строительству и ремонту скважин, а также эксплуатации полигонов закачки являются:

- своевременное и качественное проведение технического обслуживания и ремонтов скважин;
- соблюдение правил техники безопасности и производственных инструкций;

- использование систем автоматического контроля, сигнализации и локальных систем оповещения;
- планирование и проведение мероприятий по подготовке персонала и органов управления для ликвидации угрозы, и последствий возможных аварий;
- следует иметь как минимум, два барьера безопасности при проведении любой операции по строительству и ремонту скважин;
- необходимо соблюдать правила проведения работ в сероводородной среде при выполнении операций;
- подготовить/рассмотреть и довести до сведения бригады степень риска при выполнении каждой операции для того, чтобы бригада была полностью осведомлена об опасностях при выполнении задания и мерах техники безопасности по их предотвращению;
- работы на устье скважины проводятся только после получения наряда-допуска к работе;
- проводить предпусковые собрания и отмечать основные моменты в ежедневных отчетах. Необходимо, чтобы на этих собраниях присутствовало максимальное количество персонала станка;
- четко планировать ход проведения работ и обеспечить связь с членами бригады и другими буровыми площадками, а также с подрядчиками;
- при любых обстоятельствах скважина должна находиться в безопасном состоянии. Перед снятием ФА для монтажа ПВО, проверить устьевое давление, если есть. Обеспечить минимум 2 барьера безопасности (уплотнения трубной подвески/ обратный клапан и жидкость для глушения скважины) и подготовить жидкость для глушения для промывки скважины. При замене устьевого оборудования, необходимо иметь 2 механических барьера. На любом этапе выполнения операций необходимо наличие 1 механического барьера (ПВО) и 1 гидравлического барьера (флюид);
- в случае проведения операций, не предусмотренных утвержденной программой, производственный инженер должен подготовить письменный отказ и утвердить у начальника участка бурения и начальника службы строительства скважин, если это необходимо (KPO-WO-WEL-PRO-00013-E);
- соблюдение технологического режима работы промышленных объектов, установок и оборудования;
- осуществление технического надзора и контроля состояния технологического оборудования в ходе его строительства и эксплуатации;
- контроль состояния скважин с межколонными проявлениями (МКП);
- своевременное и качественное проведение технического обслуживания и ремонтов;
- соблюдение правил техники безопасности и производственных инструкций;
- использование систем автоматического контроля, сигнализации и локальных систем оповещения;
- планирование и проведение мероприятий по подготовке персонала и органов управления для ликвидации угрозы, и последствий возможных аварий.

На Карачаганакском нефтегазоконденсатном месторождении разработан план Аварийного Реагирования при ликвидации различных аварийных ситуаций. Он разработан с учетом всех соответствующих методик и процедур Карачаганак Петролеум Оперейтинг (КПО Б.В.), а также на основании местных, региональных и республиканских нормативов РК.

Кроме указанного плана действий по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера на КНКГМ разработаны процедуры по

предупреждению аварий, отдельно для наиболее крупных производственных объектов КПО б.в., среди которых:

- «Порядок действий в аварийных ситуациях при утечке сероводорода во время скважинных операций» KPO/HSE/PR/089;
- «ЧС при опасности сероводорода (H_2S)» KIO/HSE/PR/069;
- «Порядок действий в аварийных ситуациях при пожаре и взрыве» KPO/HSE/PR/090;
- «Меры безопасности при излучении» KPO/HSE/PR/093;
- «Укрытие и эвакуация персонала пилотного городка (КСС)» KPO/HSE/PR-055;
- «Аварийная тревога в посёлках» KPO/HSE/PR/074 и др.

В случае возникновения аварии на объекте оповещение государственных органов проводится группой по расследованию происшествий, согласно процедурам КПО (KPO-WO-HSE-PLN-00076-ER).

С целью снижения до минимума вероятности возникновения аварийных ситуаций и осложнений функционирует служба непрерывного оперативного контроля, и обновляются Планы ликвидации аварий (ПЛА).

За последние три года в период с 2018 по 2020 год не регистрировались факты аварийных сбросов.

6.6. МОНИТОРИНГ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ

Согласно Экологическому Кодексу РК (статья 186 п.6) мониторинг воздействия является обязательным после аварийных эмиссий в окружающую среду.

При обнаружении аварийных выбросов (сбросов) загрязняющих веществ в окружающую среду, т.е. при угрозе возникновения чрезвычайной экологической ситуации техногенного характера служба охраны окружающей среды предприятия обязана немедленно об этом информировать соответствующие технические службы, а также руководство регионального отдела ОС и ТБ для принятия мер по нормализации обстановки, а оно, в свою очередь, должно информировать государственные органы охраны окружающей среды и другие ведомства в установленном законодательством порядке.

Компанией предусмотрен План ликвидации возможных аварий, в котором определены организация и производство аварийно-восстановительных работ, определены обязанности должностных лиц, участвующих в ликвидации аварий.

В случае аварийной ситуации, согласно Протоколу действий в нештатных ситуациях компании, мониторинговые наблюдения должны проводиться с момента начала аварии и продолжаться до тех пор, пока не будет ликвидирован источник воздействия на окружающую среду и не будут выполнены все работы по реабилитации природных комплексов. Продолжительность и место проведения мониторинговых исследований будут определяться размерами, характером, обстоятельствами и особенностями аварийной ситуации.

Предполагается, что мониторинговые исследования за состоянием окружающей среды во время аварийной ситуации будут включать в себя кроме исследований в рамках производственного мониторинга также и специализированные наблюдения за зоной влияния аварийных выбросов в воздушный бассейн и др.

Детальный план мониторинга будет разработан в составе комплекса мероприятий по ликвидации последствий аварии, в зависимости от ее характера и масштабов после получения результатов обследования и будет согласовываться в оперативном порядке координатором работ по ликвидации аварийной ситуации. После устранения аварии на предприятии должны быть откорректированы мероприятия по предупреждению подобных ситуаций.

После ликвидации последствий аварий мониторинг состояния окружающей среды проводится для определения уровня воздействия на окружающую среду, а также степени и продолжительности восстановления окружающей среды. По окончании аварийно-восстановительных работ мониторинг состояния окружающей среды должен заключаться в проведении комплексного обследования территории, подвергшейся неблагоприятному воздействию для определения фактических нарушений и наиболее эффективных мер по очистке и восстановлению территории. Размещение дополнительных точек и системы опробования будет определено непосредственно после установления характера и масштабов аварий по результатам обследования территории и источников аварийных выбросов.

После ликвидации аварии вышеуказанные виды наблюдений переходят на постоянно действующий режим мониторинга со сгущением точек наблюдений (отбора проб) в границах зоны влияния аварии. Данные наблюдения проводятся на протяжении цикла реабилитации территории.

РАЗДЕЛ 7. МЕРЫ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ, СОКРАЩЕНИЮ И СМЯГЧЕНИЮ ВЫЯВЛЕННЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ

Общие правила охраны окружающей среды при закачивании промсточных вод в нагнетательные скважины по технологии обеспечивается следующими мероприятиями:

- оснащение нагнетательных скважин устройствами, предотвращающими излив воды из пласта в случае разрыва напорного водовода;
- использование исправного герметичного оборудования и арматуры в системах подготовки и закачки промстоков;
- обеспечение надежной изоляции водоносных горизонтов в скважинах от продуктивных пластов;
- недопущение гидроразрыва пласта, приводящего к сообщаемости продуктивных пластов с вышерасположенными пластами;
- рекультивация земель в районе нагнетательных скважин;
- контроль качества подземных вод из горизонтов, являющихся источниками водоснабжения;
- детальное ознакомление производителей работ с технологией использования химических продуктов, со свойствами этих продуктов, правилами работы с ними на промысловых объектах, контроль ответственных лиц за выполнением работ.

Конкретные мероприятия по компонентам окружающей среды приведены ниже.

7.1. МЕРОПРИЯТИЯ ПО УМЕНЬШЕНИЮ ВЫБРОСОВ В АТМОСФЕРУ

Для снижения воздействия проектируемых работ на атмосферный воздух проектом предусмотрен ряд технических и организационных мероприятий. К ним относятся:

- контроль за точным соблюдением технологии производств работ;
- разработка надежной и дублируемой системы управления технологическим процессом;
- надежная герметизация и разделение на отсекаемые герметичные блоки оборудования и трубопроводов;
- защита оборудования и трубопроводов от коррозии и превышения давления;
- контроль и диагностика состояния оборудования и трубопроводов во время эксплуатации; использование системы безопасности и мониторинга;
- своевременное проведение планово-предупредительных ремонтов и профилактики технологического оборудования;
- использование системы контроля загазованности;
- выполнение производственного экологического контроля, включающего:
    - мониторинг эмиссий: выполняются наблюдения на источниках выбросов при проведении проектируемых работ;
    - мониторинг воздействия: проводится на стационарных постах и маршрутных постах на границе СЗЗ КНГКМ, кроме того на 18 станциях автоматического мониторинга в зоне возможного влияния КНГКМ.

Перечисленные технические решения по предотвращению выбросов вредных веществ в атмосферу сводят до минимума возможность выбросов вредных веществ в атмосферу.

Реализация предложенных мероприятий по охране атмосферного воздуха в сочетании с организацией производственного процесса и производственного контроля за состоянием окружающей среды позволит обеспечить соблюдение качества атмосферного воздуха, соответствующее нормативным критериям, и уменьшить негативную нагрузку на воздушный бассейн при эксплуатации оборудования при проведении проектируемых работ.

7.2. МЕРОПРИЯТИЯ ПО УМЕНЬШЕНИЮ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПОЧВЫ И РАСТИТЕЛЬНЫЙ ПОКРОВ

Для эффективной охраны почв от загрязнения и нарушения предусмотрены следующие мероприятия:

- не допускать расширения дорожного полотна;
- снятие плодородного слоя на территории земельного участка, отведенного под буровую установку и подъездную дорогу и его складирование с целью последующего восстановления;
- устройство гидроизоляции площадок под вышечно-лебедочным, дизельным и насосным блоками, под циркуляционной системой, под блоком приготовления и обработки бурового раствора, под дизель-генераторной электростанцией и т.д.;
- сбор отходов бурения в соответствующие емкости, предназначенные для этих целей;
- сбор откачиваемых вод при испытании водоносных горизонтов в соответствующие емкости;
- проходка водоотводной канавы для приема и отвода с территории буровой площадки дождевых и талых вод;
- монтаж на буровой площадке бетонных и металлических желобов, лотков и трубопроводов в места сбора и хранения;
- транспортировка химических реагентов в исправной таре (мешках, бочках) и хранение в крытых контейнерах;
- восстановление земель, нарушенных при проведении работ;
- неукоснительное выполнение мер по охране земель от загрязнения, разрушения и истощения;
- проведение экологического мониторинга за состоянием почвенного покрова.

Для предотвращения нежелательных последствий при проведении планируемых работ и сокращения площадей уничтоженной и трансформированной растительностью необходимо выполнение комплекса мероприятий по охране растительности:

- не допускать расширения дорожного полотна;
- хранить химикаты в герметичных емкостях с двойным дном;
- сбор отходов бурения в соответствующие емкости, предназначенные для этих целей;
- постоянная проверка машин и механизмов на утечки топлива, смазочных материалов, гидравлической жидкости и других жидкостей;
- выделение и оборудование специальных мест для приготовления и дозировки химических реагентов, исключающих попадание их на рельеф;
- осуществление профилактических мероприятий, способствующих прекращению роста площадей, подвергаемых воздействию при производстве работ;

- во избежание возгорания кустарников и травы необходимо соблюдать правила по технике безопасности;
- запретить ломку кустарниковой флоры для хозяйственных нужд;
- в Компании разработан План мероприятий по сохранению биоразнообразия на территории КНГКМ на 2021-2022 гг. В нем определены приоритетные для охраны виды растений, их чувствительность и местообитания, первоочередные действия по сохранению биоразнообразия. Также на территории КНГКМ постоянно проводятся исследовательские работы по сохранению видового разнообразия растений;
- мониторинг редких видов растительности на мониторинговых площадках на полигонах закачки промсточных вод с целью исключения воздействия на краснокнижные виды растений на дальнейших этапах реализации проектных решений.

7.3. МЕРОПРИЯТИЯ ПО УМЕНЬШЕНИЮ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПОВЕРХНОСТНЫЕ ВОДЫ

Поверхностные воды в меньшей степени подвержены негативному воздействию будущих площадок планируемых работ, поскольку участки полигонов подземного захоронения расположены: Полигон №2 вдали от действующих поверхностных водотоков, нагнетательные скважины Полигон №1 (РП-1 и РП-3) в водоохранной зоне на удалении 200 м (РП-3) им 450 м (РП-1) от р. Березовка. Эксплуатация нагнетательных скважин на таком расстоянии от р. Березовка не может оказать воздействия на поверхностные воды реки.

На территории КНГКМ проводится постоянный мониторинг воздействия на поверхностные воды (см. раздел 1.4), в частности производится отбор и анализ проб, отобранных в районах возможных источников загрязнения на б. Кончубай и р. Берёзовка. Загрязнение поверхностных вод не выявлено.

7.4. МЕРОПРИЯТИЯ ПО УМЕНЬШЕНИЮ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПОДЗЕМНЫЕ ВОДЫ

Для предотвращения загрязнения подземных вод в период строительства и эксплуатации скважин полигона подземного захоронения применяется практика заглубления башмака эксплуатационной и технической колонн в водонепроницаемые породы и их цементирование на всю длину. Это позволяет достичь надежной герметизации ствола скважины, с целью разобщения водоносных горизонтов, содержащих подземные воды, отличающиеся по качественной характеристике. В качестве промывочной жидкости и тампонажных материалов используются буровые и цементные растворы на водной основе, как более экологически безвредные.

Для предотвращения репрессии на стенки скважины, при которой провоцируется поглощение бурового раствора и фильтрация его жидкой фазы через глинистую корку на стенках скважины, в зонах возможных поглощений используются буровые растворы с пониженной плотностью и водоотдачей. Применение таких растворов необходимо чтобы обеспечить условия, исключающие поступление бурового раствора в водоносные горизонты, гидравлически связанные с подземными водами, которые могут быть использованы для хозяйственно-питьевого водоснабжения.

Главным условием экологической безопасности полигонов закачки является неукоснительное соблюдение требований правил крепления разведочных, эксплуатационных и наблюдательных скважин, производства опытно-фильтрационных

работ, что компания КПО Б.В. в процессе производства неукоснительно выполняет. Надежная изоляция и разобщение водоносных горизонтов при высоком качестве цементирования - залог отсутствия заколонных перетоков, что в сочетании с наличием в кровле эксплуатационного горизонта выдержанного водоупора является гарантией невозможности проникновения промстоков даже в буферный горизонт, не говоря уже о вышележащих объектах.

Устройство противофильтрационных экранов под буровыми установками, практически исключает проникновение загрязнений с поверхности. Таким образом, выполнение комплекса природоохранных мероприятий, предусмотренных проектом строительства разведочных и эксплуатационных скважин, позволило свести к минимуму возможное негативное влияние бурения и испытания скважин на экологическую обстановку участка.

Одним из главных природоохранных мероприятий является контроль состояния геологической среды, который подразделяется на следующие основные виды:

- гидродинамический контроль – оценка состояний полей напоров в поглощающих пластах и контролируемых горизонтах;
- гидрохимический контроль – определение изменений состава пластовых вод, компонентов сточных вод и физико-химических показателей коллекторов;
- геофизический контроль – оценка изменений физических полей в недрах, включая температурное поле, сопротивлений жидкостей, сейсмических эффектов.

7.5. МЕРОПРИЯТИЯ ПО УМЕНЬШЕНИЮ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ЖИВОТНЫЙ МИР

Для снижения негативного воздействия на животных и на их местообитания при проведении проектируемых работ, размещении временных объектов, складировании производственно-бытовых отходов необходимо учитывать наличие на территории самих животных, их гнезд, нор, избегать их уничтожения или разрушения.

Основные мероприятия по снижению отрицательного воздействия на животный мир должны включать:

- исключение проливов ГСМ и своевременная их ликвидация;
- исключение несанкционированных проездов вне дорожной сети;
- снижение активности передвижения транспортных средств ночью;
- создание ограждений для предотвращения попадания животных на производственные объекты (Полигоны закачки №1 и 2), создание маркировок на объектах и сооружениях, поддержание в чистоте прилегающих территорий;
- в Компании разработан План мероприятий по сохранению биоразнообразия на территории КНГКМ на 2021-2022 гг. В нем определены приоритетные для охраны виды животных, их чувствительность и местообитания, первоочередные действия по сохранению биоразнообразия. Реализация Плана даст возможность применить комплексный, скоординированный и последовательный подход к защите природной среды, а также уделить большее внимание вопросам сохранения биоразнообразия при реализации производственной деятельности. Также на территории КНГКМ постоянно проводятся исследовательские работы по сохранению биоразнообразия и компенсации потери биоразнообразия. В настоящее время в разработке - План мероприятий по сохранению биоразнообразия на 2023-2025 гг.

– мониторинг редких видов животного мира на мониторинговых площадках на Полигонах закачки промсточных вод с целью исключения воздействия на краснокнижные виды животных на дальнейших этапах реализации проектных решений.

7.6. МЕРОПРИЯТИЯ ПО УМЕНЬШЕНИЮ ВОЗДЕЙСТВИЯ ОТХОДОВ ПРОИЗВОДСТВА И ПОТРЕБЛЕНИЯ

К основным мероприятиям, обеспечивающим уменьшение воздействия на окружающую среду образующихся на предприятии отходов производства и потребления, относятся:

1) уменьшение образования отходов у источника;
2) минимизация образования отходов путем получения вторичного сырья за счет раздельного сбора некоторых видов отходов;
3) оборудование мест сбора и временного хранения отходов в соответствии с требованиями санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления», утверждены приказом и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 25 декабря 2020 года № ҚР ДСМ-331/2020;
4) политика привлечения со стороны квалифицированных компаний, специализирующихся в области переработки отходов и гарантирующих надёжный сервис, для управления отходами;
5) организационные мероприятия.

Соблюдение правил временного хранения отходов, своевременный вывоз отходов с соблюдением правил транспортировки позволит исключить вторичное загрязнение компонентов окружающей среды.

При соблюдении всех предложенных решений согласно перечисленных в разделе 4.10, дополнительные мероприятия по снижению образования отходов и снижению воздействия на окружающую среду не требуются.

РАЗДЕЛ 8. МОНИТОРИНГ ВОЗДЕЙСТВИЯ (СУЩЕСТВУЮЩАЯ И ПЛАНИРУЕМАЯ СИСТЕМА КОНТРОЛЯ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ПОЛИГОНОВ ЗАХОРОНЕНИЯ ПРОМСТОКОВ)

Настоящий проект – Дополнение №3 к проекту закачки промсточных вод посвящен наращиванию потенциала нагнетательных скважин в связи с увеличением, начиная с 2023 г. объемов закачки, исключительно на Полигоне №2. Тем не менее, рассматривая систему мониторинга состояния подземных вод участка этого полигона, мы не исключили и представление системы мониторинга участка Полигона №1, поскольку результаты наблюдения за состоянием подземных вод участка Полигона №1 также рассматривались в данной работе.

В настоящее время мониторинг подземных вод в районе полигонов закачки ведется в соответствии с «Программой мониторинга подземных вод на участках полигонов подземного захоронения промстоков, зоны техногенной загазованности и площадной сети скважин по мониторингу грунтовых вод на КНГКМ и прилегающих территориях на 2021-2025 гг.». Ниже приведены основные положения действующей Программы мониторинга.

Настоящим Дополнением №3 предусмотрено в 2025 году при необходимости КРС скважины 9835 с целью вывода ее из добывающего фонда. В случае успешного перевода скважины в нагнетательный фонд, будет буриться спутниковая скважина. При условии неуспешного проведения этого мероприятия намечается при необходимости бурение новой нагнетательной скважины РП-9. Расширение фонда нагнетательных скважин будет сопровождаться бурением дополнительной наблюдательной скважиной на верхний водоносный горизонт (Г-9) и ведение по ней наблюдений, начиная вероятнее всего, с 2026 г. (То есть наблюдательная скважина Г-9 будет введена в систему наблюдения в соответствии с новой Программой мониторинга на 2026-2030 гг.).

8.1. ФОНД НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН

На участках полигонов подземного захоронения промстоков существует сеть из 35 нагнетательных и наблюдательных скважин (рис. 8.1.1, 8.1.2).

На Полигон №1 промышленные сточные воды направлялись с установок УКПГ-3 и УКПГ-2 до 2021 г., а с 2021 г. только с установки УКПГ-2. С 1992 по 2013 г. закачка осуществлялась в нагнетательную скважину РП-1. С 2013 г. закачка промышленных сточных вод производится в скважину РП-3 (табл. 8.1.1).

С начала 2021 года стоки с УКПГ-3, согласно проекту «УКПГ-3. Устройство перемычки технического водовода» КНГКМ, перенаправляются на очистные установки КПК через существующие конденсатопроводы и далее на закачку на Полигон №2, а сама установка выведена из эксплуатации.

На Полигоне № 2 закачка промстоков с КПК осуществляется с 2004 г. в нагнетательные скважины РП-4, РП-5, РП-6, РП-7 с сентября 2017 г. в нагнетательный фонд переведена скважина РП-8 (табл. 8.1.1).

Таблица 8.1.1 Фонд нагнетательных и наблюдательных скважин на участках подземного захоронения промышленных стоков по состоянию на 2022 г.

Наименование объекта	Статус скважин	Номера скважин	Количество скважин
Полигон №1 захоронения промстоков	Нагнетательные	РП-1, РП-3	**2**
	Наблюдательные	Г-1, Г -2бис, Г -3бис, 10-П, 2, 12, 18, 26, РП-2, Ю-2, 103, 109, 232	**13**
Полигон №2 захоронения промстоков	Нагнетательные	РП-4, РП-5, РП-6, РП-7, РП-8	**5**
	Наблюдательные	Г-4, Г-5, Г-6, Г-7, Г-8, 20, 29, Ю-3, НБ-1, 25, 424, 425, 431, 436, 908	**15**
ИТОГО			**35**

8.2. ФОНД НАБЛЮДАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН

На участке Полигона № 1 ведутся наблюдения по 13 скважинам, пробуренным на верхнепермский (Резервуар IV) и триасовый (Резервуар III) поглощающие горизонты (скв. 103, 109, РП-2, 2, 10-П, 12, 18, 26 и 232), юрский водоносный горизонт (скв. Ю-2) и неоген-четвертичный (скв. Г-1, Г-2бис и Г-3бис) водоносный комплекс (табл. 8.1.1, рис. 8.1.1). В мае 2018 года скважина РП-2 переведена под наблюдение за буферным (Резервуар I Триаса) горизонтом.

На участке Полигона № 2 систематические наблюдения за возможным распространением промстоков в поглощающих и вышезалегающих горизонтах ведутся по 15 наблюдательным скважинам, пробуренными на поглощающий триасовый (Резервуар III) водоносный горизонт (скв. 20, 25, 908, 424, 431 и 436), резервный (Резервуар II) поглощающий горизонт (скв. 425 и 29), буферный (Резервуар I) горизонт (скв. НБ-1), юрский (скв. Ю-3) и акчагыльский (скв. Г-4, Г-5, Г-6, Г-7 и Г-8) водоносные горизонты (табл. 8.1.1, рис. 8.1.2).

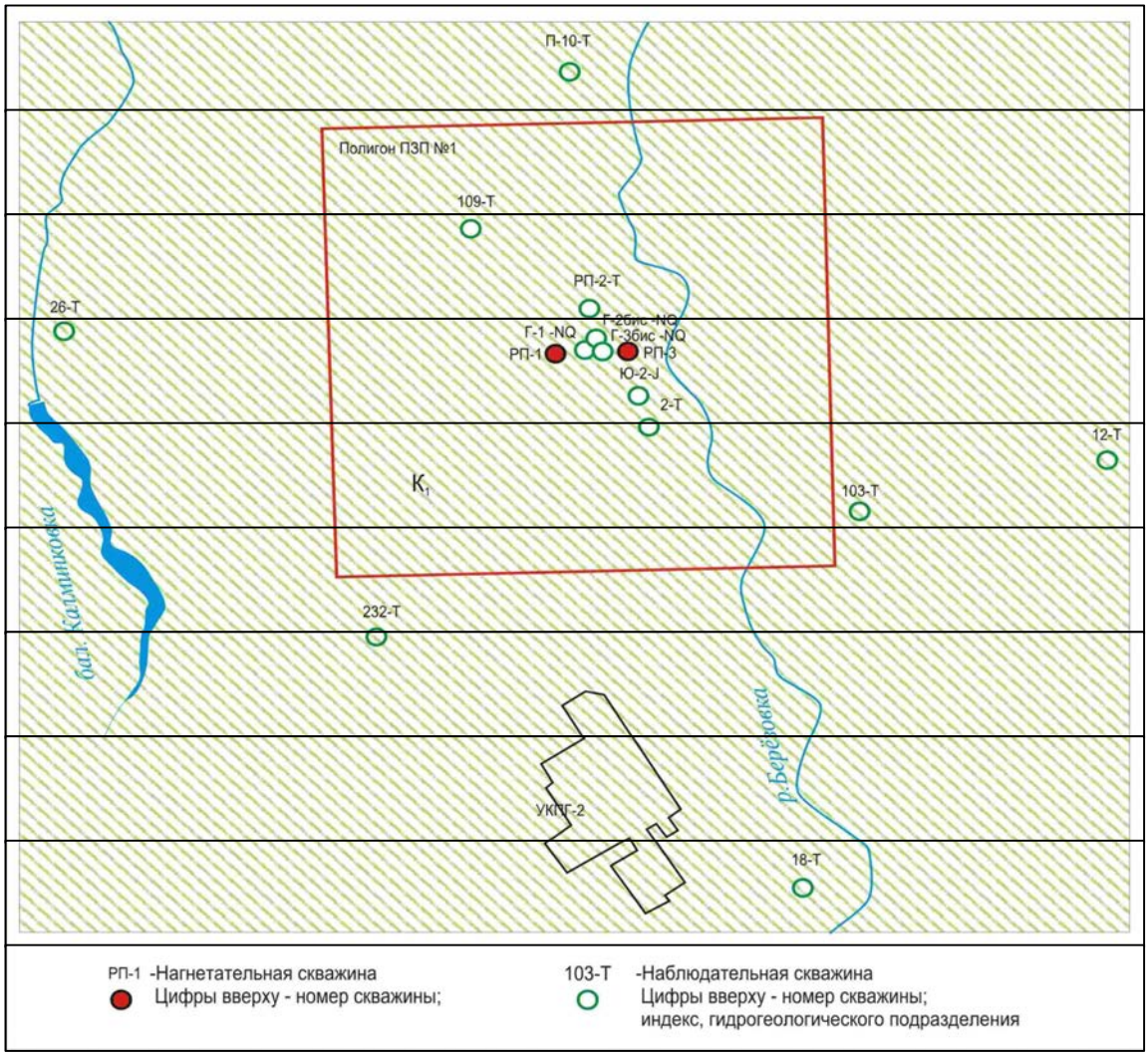


Рисунок 8.1.1. Схема расположения нагнетательных и наблюдательных скважин Полигона №1

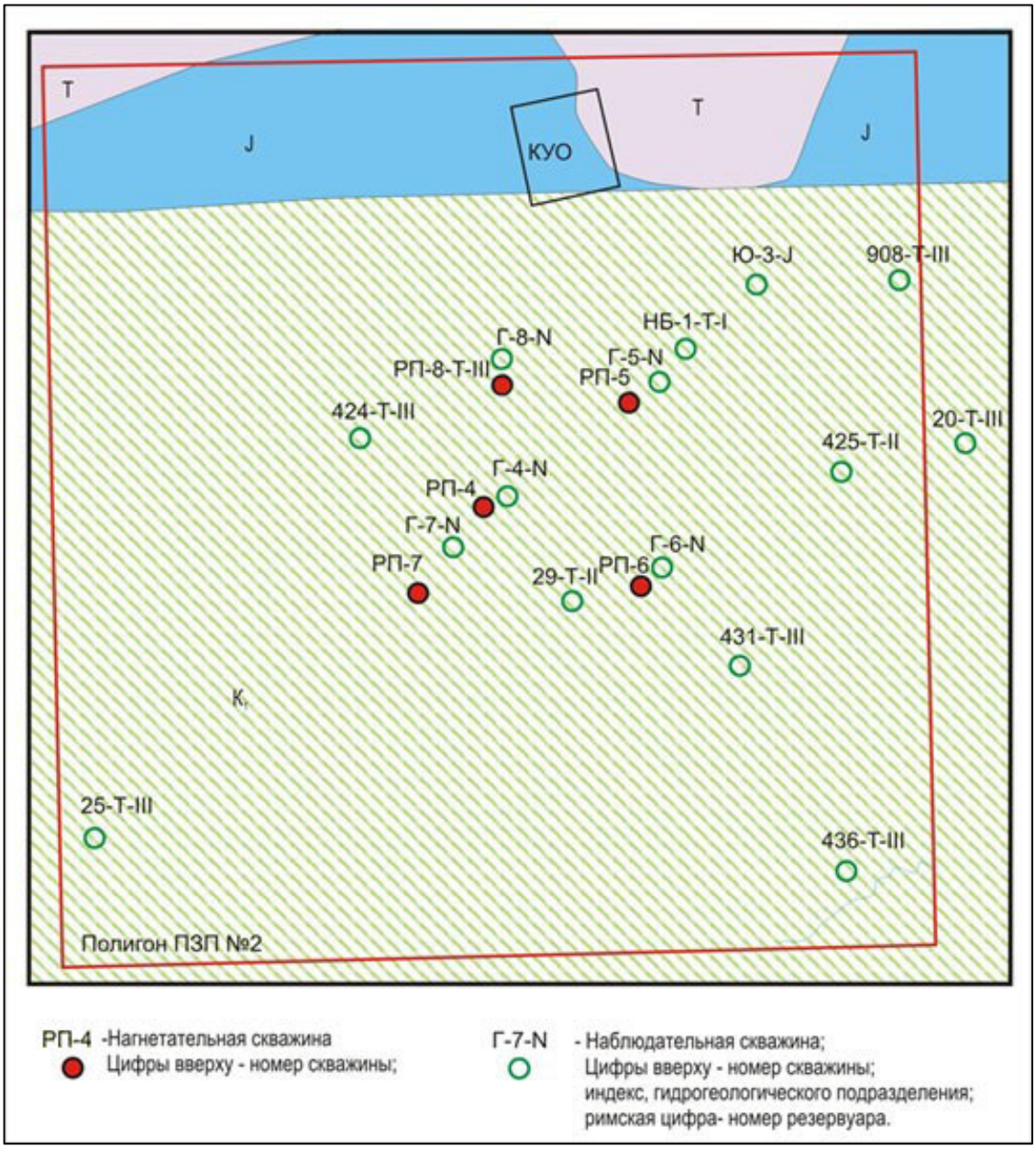


Рисунок 8.1.2. Схема расположения нагнетательных и наблюдательных скважин Полигона №2

8.3. МЕТОДИКА ПРОВЕДЕНИЯ МОНИТОРИНГОВЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ НА СКВАЖИНАХ НАБЛЮДАТЕЛЬНОЙ СЕТИ

За основу проведения мониторинга за состоянием подземных вод были приняты гидродинамические и гидрохимические параметры, установленные за предыдущий период наблюдений, и обеспечивающие необходимую и достаточную информацию о состоянии пластовых водоносных систем. На 2021-2025 гг. Программой мониторинга предусмотрено проведение наблюдений за состоянием подземных вод по той же методике, что и в 2013-2015 и 2016-2020 гг., с учетом рекомендаций АО «НИПИнефтегаз» [95] и ТОО «Жайыкгидрогеология» [96].

В зависимости от наблюдаемых (измеряемых) параметров пластовых систем мониторинг состояния подземных вод условно разделяется на гидрогеодинамический и гидрогеохимический мониторинг.

Гидрогеодинамический мониторинг

Основными наблюдаемыми показателями гидрогеодинамического состояния подземных вод при проведении мониторинга являются: статический уровень подземных вод, температура пласта, величина пластового давления ПВ.

Непосредственно измерения показателей пластовых систем начинаются с выполнения измерений статического уровня подземных вод, а также измерений температуры и пластовых давлений.

Измерение уровня воды в наблюдательных скважинах производится от постоянной отметки – фиксированного горизонтального среза верхнего оголовка скважины (от уровня планшайбы подвески НКТ).

При применении уровнемера с звуковым сигналом или хлопушкой, он опускается в скважину до появления характерного звука – сигнала или хлопка соответственно. Передвигая измерительную ленту вниз – вверх на 2-3 см, добиваются такого положения хлопушки относительно зеркала воды, когда звук от соприкосновения ее с водой становится наиболее четким и резким. Вначале отсчитываются сантиметры (с точностью до 1 см), а затем метры. Результаты отчета на мерной ленте записываются в полевую книжку. В полевой книжке производится расчёт глубины уровня воды в скважине от подвески НКТ. Для этого из отсчёта по ленте вычитается постоянная для скважины величина превышения марки над поверхностью земли.

Относительные погрешности измерений как уровнемерами с хлопушкой, так и электроуровнемерами в зависимости от глубины до уровня подземных вод в скважинах не превышают ±(0,05-0,06) %.

Измерения пластовых давлений и температур в водоносной системе также проводятся в скважинах до их компрессирования.

Для замера забойного давления и температуры используется электронные глубинные манометры-термометры с пределом измерений, соответствующим глубине скважины, с автоматической записью измеряемых параметров на электронные носители и их визуализацией в режиме реального времени. Регистрация значений давления и температуры по стволу скважины или в любой точке должна выполняться с относительной погрешностью: давления – не более ±0,25 %; температуры – не более ±0,2 % на каждые 10°С.

Для замера пластовых давлений и температур производится спуск двух глубинных манометров.

Производство скважинных операций по замеру пластовых давлений производится по специально разработанной на каждую скважину программе. Скорость спуска-подъема манометра не более 50 м/мин; время отстоя манометра в лубрикаторе – не менее 15 мин; время стравливания остаточного газа с лубрикатора (в случае его наличия) – не менее 30 мин. Замер пластовых давлений по стволу скважины производится при подъёме глубинных манометров в интервалах перфорации пласта-коллектора через каждые 5,0 м, в вышезалегающих водоносных горизонтах – через 20,0-50,0 м.

Гидрогеохимический мониторинг

К гидрохимическим параметрам пластовых водоносных систем на территории КНГКМ относятся:

- содержание и компонентный состав растворенного в подземных водах газа;
- химический состав и физические свойства подземных вод;
- содержание метанола, нефтепродуктов (в том числе, их компонентного состава) и сероводорода в подземных водах.

В пробах подземных вод, отбираемых из наблюдательных скважин на участках полигонов захоронения промышленных стоков, определяются следующие компоненты:

- плотность воды;
- водородный показатель *pH*;
- концентрация главных ионов (макрокомпонентов):
- хлорид-ион – Cl^-;
- сульфат-ион – SO_4^{2-};
- карбонат-ион – CO_3^{2-};
- гидрокарбонат-ион – HCO_3^-;
- кальций-ион – Ca^{2+};
- магний-ион – Mg^{2+};
- натрий-ион – Na^+;
- калий-ион – K^+;
- фтор-ион F^-;
- бор-ион B^{3+};
- минерализация воды (расчетный показатель, сумма анионов и катионов) /сухой остаток;
- железо общее – $Fe_{общ}$;
- нефтепродукты;
- метанол – CH_3OH;
- сероводород – H_2S;
- компонентный состав нефтепродуктов;
- микрокомпоненты химического состава воды (*Li*, *Cu*, *Zn*, *Sr*, *Mn*, *Pb*, *Ag*, *Cd*).

Отбор проб на химический анализ производится после компрессирования с целью замены жидкости в скважине на подземную воду путем извлечения двух-трёх объемов столба жидкости в скважине. Откачка для отбора проб ведётся до полного просветления и получения стабильных характеристик пластовой жидкости (*pH* и плотность). В соответствии с контрактами, подрядчики несут ответственность за утилизацию откачанных из наблюдательных скважин жидкостей, ведут учет объема утилизации и имеют все необходимые лицензии на выполнение таких работ.

Выход на режим прокачки должен быть плавным, прокачка начинается при прикрытой задвижке с постепенным ее открытием, дебит откачки должен быть постоянным. Перед производством прокачки замеряется статический уровень, в процессе прокачки Точность снятия замера с рулетки уровнемера 1,0 см.

Проба воды на химический анализ с устья скважины отбирается перед остановкой прокачки из-под струи воды.

При необходимости отбор водной пробы сопровождается фильтрованием исследуемой воды или отбор сопряжен с консервацией.

Глубинные пробы для определения химического состава пластовых вод и концентрации и состава растворенного газа в них отбираются после полного восстановления уровня глубинными проточными пробоотборниками в соответствии с инструкциями, прилагаемыми к таким пробоотборникам. Глубинные пробы из наблюдательных скважин на участках полигонов захоронения промышленных стоков отбираются из верхней части интервала перфорации (фильтра).

Замеры, отбор проб и анализ производятся во всех скважинах в максимально короткий срок. Лабораторные исследования проводятся в течение суток с момента отбора проб. Результаты анализов выдаются на следующий день.

Все виды посуды для проб, пробоотборники и сосуды, предназначенные для отбора и транспортировки проб воды, предоставляются химической лабораторией. Оборудование и приборы, включая стальной канат, должны использоваться без смазочных материалов на углеводородной основе для исключения их попадания в скважину.

Пробы отбираются подрядчиком, осуществляющим мониторинг подземных вод КНГКМ, в соответствии с утвержденным регламентом. Транспортирование проб осуществляется в холодильных камерах при температуре 3-5^{o}C. Крайне важным является соблюдение сроков хранения водных проб до производства химико-аналитических работ в лабораториях. Анализ проб воды должен быть начат в тот же рабочий день, в который осуществлен отбор проб.

Отбор и консервация проб проводятся по соответствующему ГОСТу, что обеспечивает их сохранность для определения компонентов, особенно растворенных газов. В журнале отборов и анализов должны указываться ГОСТы, применяемые при работе.

При отборе проб должны строго соблюдаться требования безопасности, отвечающие действующим нормам и правилам.

Анализ проб проводится в аттестованных лабораториях по методикам, аттестованным и рекомендованным к применению нормативными документами для природных вод.

Для более точного определения величины микрокомпонентного состава и содержания нефтепродуктов рекомендуется применение газожидкостного хроматографа с диапазоном (чувствительностью) измерения 0,1-0,01 мг/л, а для определения компонентного состава растворенных газов – газового хроматографа с чувствительностью не ниже 10^{-4} мг/см^3.

Предусматривается проведение внутреннего и внешнего контроля анализов качества подземных вод. Внутренний контроль проводится аттестованной лабораторией в соответствии с утвержденным регламентом. Часть проб (до 10 %) для контроля качества выполнения анализов аккредитованной лабораторией, направляется на внешний контроль в другие аттестованные лаборатории.

8.4. ВИДЫ И ОБЪЕМЫ РАБОТ

Гидрогеодинамический мониторинг

Измерения уровня пластовой воды, температуры, величины пластового давления производятся во всех 28 наблюдательных скважинах на участках полигонов захоронения промышленных стоков не реже 1 раза в квартал, **всего 4 замера** уровня пластовых вод в каждой наблюдательной скважине в год, **4 замера** в год температуры и пластового давления (замеры температуры и пластового давления производятся одновременно одним и тем же глубинным манометром в автоматическом режиме). Соответственно 1 раз в квартал в наблюдательных скважинах проводится шаблонирование, **всего 4** по каждой наблюдательной скважине на участках полигонов захоронения промышленных стоков.

Гидрогеохимический мониторинг

Отбор проб воды из наблюдательных скважин на химический анализ и анализ растворенных газов на участках полигонов захоронения промышленных стоков осуществляется:

Полигон № 1

- из скважин, глубиной до 500 м – на химический анализ **с устий скважин** Г-1, Г-2бис, Г-3бис – **1 раз в квартал,** всего **4** пробы в год из каждой скважины, а из скважины Ю-2 – **2 раза в год,** всего **2** пробы в год;
- из скважин, глубиной более 500 м – на химический анализ с **заданной глубины и с устий скважин** 2, РП-2, 103, 109, 10-П, 12, 18, 26, 232 – **2 раза в год.** Всего по **4** пробы ежегодно из каждой скважины;
- из скважин, глубиной более 500 м – на анализ растворенных газов с **заданной глубины скважин** 2, РП-2, 103, 109, 10-П, 12, 18, 26, 232 – **2 раза в год.** Всего по **2** пробы ежегодно из каждой скважины.

  Всего проб – 68.

Полигон №2

- из скважин, глубиной до 500 м – на химический анализ **с устий скважин** Г-4, Г-5, Г-6, Г-7, Г-8 – **1 раз в квартал,** а из скважины Ю3 – **2 раза в год.** Всего из скважин Г-4, Г-5, Г-6, Г-7, Г-8 – по 4 пробы за год из каждой, а из скважины Ю-3 – 2 пробы в год;
- из скважин, глубиной более 500 м – на химический анализ **с устий скважин** 20, 25, 29, 424, 425, 431, 436, 908, НБ-1 – **2 раза в год,** всего по **2** пробы из каждой скважины ежегодно.

  Всего проб – 40.

Кроме того, предусматривается отбор дополнительно **11 проб** из наблюдательных скважин на участках полигонов захоронения промышленных стоков (Г-1, Г-2бис, Г-3бис, 2, РП-2, 103, 109, 10-П – полигон № 1; Г-4, Г-5, Г-6, Г-7, 25, 29, 424, 425, 431, 436, 908 – полигон №2) для осуществления внешнего контроля достоверности проведения химических анализов подрядной аккредитованной лабораторией.

Всего должно быть проанализировано **119 проб в год.**

Виды и объемы проводимых мониторинговых исследований в наблюдательных скважинах на участках Полигона №1 и Полигона №2 приводятся в сводной таблице 8.4.1.

Таблица 8.4.1 Виды и объемы мониторинговых исследований подземных вод, проводимых на участках полигонов ПЗП на 2021-2025 годы

Номера скважин	Замер уровня пластовых вод		Замер пластового давления и температуры		Кол-во интервалов перфорации для отбора проб на ВГ	Отбор проб воды на водораство-римый газ (ВГ)		Отбор проб на химический анализ из задан-ной глубины		Отбор проб на химический анализ с устья скважины		Шаблониро-вание		Компресси-рование		Перечень контролируемых ингредиентов
	Перио-дичность	Кол-во, (замер)	Перио-дичность	Кол-во, (замер)		Перио-дичность	Кол-во, (отбор)	Перио-дичность	Кол-во (отбор)	Перио-дичность	Кол-во (отбор)	Перио-дичность	Кол-во, (испытание)	Перио-дичность	Кол-во, (испытание)	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
1. Полигон №1																
а) глубина скважин до 500 метров																
Г-1	1 р/кв.	4	1 р/кв.	4	0	0	0	0	0	1 р/кв.	4	1 р/кв.	4	1 р/кв.	4	плотность, pH, Na^+, K^+, Ca^{2+}, Mg^{2+}, Cl^-, F^-, SO_4^{2-}, HCO^{3-}, CO_3^{2-}, B^{3+}, H_2S, $Fe_{общ}$, общ. минерализация, нефтепродукты, Li, Cu, Zn, Sr, Mn, Pb, Ag, Cd, компонентный состав нефтеп-в, состав растворенного газа, газонос-ть (ГН), метанол
Г-2 бис	1 р/кв.	4	1 р/кв.	4	0	0	0	0	0	1 р/кв.	4	1 р/кв.	4	1 р/кв.	4	
Г-3 бис	1 р/кв.	4	1 р/кв.	4	0	0	0	0	0	1 р/кв.	4	1 р/кв.	4	1 р/кв.	4	
Ю-2	1 р/кв	4	1 р/кв	4	0	0	0	0	0	2 р/год	2	1 р/кв	4	2 р/год	2	
б) глубина скважин свыше 500 метров																
2	1 р/кв.	4	1 р/кв.	4	1	2 р/год	2	2 р/год	2	2 р/год	2	1 р/кв.	4	2 р/год	2	
РП-2	1 р/кв.	4	1 р/кв.	4	1	2 р/год	2	2 р/год	2	2 р/год	2	1 р/кв.	4	2 р/год	2	
103	1 р/кв.	4	1 р/кв.	4	1	2 р/год	2	2 р/год	2	2 р/год	2	1 р/кв.	4	2 р/год	2	
109	1 р/кв.	4	1 р/кв.	4	1	2 р/год	2	2 р/год	2	2 р/год	2	1 р/кв.	4	2 р/год	2	
10-П	1 р/кв.	4	1 р/кв.	4	1	2 р/год	2	2 р/год	2	2 р/год	2	1 р/кв.	4	2 р/год	2	
12	1 р/кв.	4	1 р/кв.	4	1	2 р/год	2	2 р/год	2	2 р/год	2	1 р/кв.	4	2 р/год	2	
18	1 р/кв.	4	1 р/кв.	4	1	2 р/год	2	2 р/год	2	2 р/год	2	1 р/кв.	4	2 р/год	2	
26	1 р/кв.	4	1 р/кв.	4	1	2 р/год	2	2 р/год	2	2 р/год	2	1 р/кв.	4	2 р/год	2	
232	1 р/кв.	4	1 р/кв.	4	1	2 р/год	2	2 р/год	2	2 р/год	2	1 р/кв.	4	2 р/год	2	
Всего		**52**		**52**	**9**		**18+2***		**18+2***		**32+3***		**52**		**32**	

Номера скважин	Замер уровня пластовых вод		Замер пластового давления и температуры		Кол-во интервалов перфорации для отбора проб на ВГ	Отбор проб воды на водораство-римый газ (ВГ)		Отбор проб на химический анализ из задан-ной глубины		Отбор проб на химический анализ с устья скважины		Шаблониро-вание		Компресси-рование		Перечень контролируемых ингредиентов
	Перио-дичность	Кол-во, (замер)	Перио-дичность	Кол-во, (замер)		Перио-дичность	Кол-во, (отбор)	Перио-дичность	Кол-во (отбор)	Перио-дичность	Кол-во (отбор)	Перио-дичность	Кол-во, (испытание)	Перио-дичность	Кол-во, (испытание)	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2. Полигон №2																
а) глубина скважин до 500 метров																
Г-4	1 р/кв.	4	1 р/кв.	4	0	0	0	0	0	1 р/кв.	4	1 р/кв.	4	1 р/кв.	4	плотность, pH, Na^+, K^+, Ca^{2+}, Mg^{2+}, Cl^-, F^-, SO_4^{2-}, HCO^{3-}, CO_3^{2-}, B^{3+}, H_2S, $Fe_{общ}$, общ. минерализация, нефтепродукты, Li, Cu, Zn, Sr, Mn, Pb, Ag, Cd, компонентный состав нефтепродуктов, метанол
Г-5	1 р/кв.	4	1 р/кв.	4	0	0	0	0	0	1 р/кв.	4	1 р/кв.	4	1 р/кв.	4	
Г-6	1 р/кв.	4	1 р/кв.	4	0	0	0	0	0	1 р/кв.	4	1 р/кв.	4	1 р/кв.	4	
Г-7	1 р/кв.	4	1 р/кв.	4	0	0	0	0	0	1 р/кв.	4	1 р/кв.	4	1 р/кв.	4	
Г-8	1 р/кв.	4	1 р/кв.	4	0	0	0	0	0	1 р/кв.	4	1 р/кв.	4	1 р/кв.	4	
Ю-3	1 р/кв.	4	1 р/кв.	4	0	0	0	0	0	2 р/год	2	1 р/кв.	4	2 р/год	2	
б) глубина скважин свыше 500 метров																
20	1 р/кв.	4	1 р/кв.	4	0	0	0	0	0	2 р/год	2	1 р/кв.	4	2 р/год	2	
25	1 р/кв.	4	1 р/кв.	4	0	0	0	0	0	2 р/год	2	1 р/кв.	4	2 р/год	2	
29	1 р/кв.	4	1 р/кв.	4	0	0	0	0	0	2 р/год	2	1 р/кв.	4	2 р/год	2	
424	1 р/кв.	4	1 р/кв.	4	0	0	0	0	0	2 р/год	2	1 р/кв.	4	2 р/год	2	
425	1 р/кв.	4	1 р/кв.	4	0	0	0	0	0	2 р/год	2	1 р/кв.	4	2 р/год	2	
431	1 р/кв.	4	1 р/кв.	4	0	0	0	0	0	2 р/год	2	1 р/кв.	4	2 р/год	2	
436	1 р/кв.	4	1 р/кв.	4	0	0	0	0	0	2 р/год	2	1 р/кв.	4	2 р/год	2	
908	1 р/кв.	4	1 р/кв.	4	0	0	0	0	0	2 р/год	2	1 р/кв.	4	2 р/год	2	
НБ-1	1 р/кв.	4	1 р/кв.	4	0	0	0	0	0	2 р/год	2	1 р/кв.	4	2 р/год	2	
Всего:		**60**		**60**	**0**		**0**		**0**		**40+4***		**60**		**40**	

Примечание: ** - дополнительный анализ химического состава воды предусмотрен для внешнего и внутреннего контроля результатов лабораторных исследований*

8.5. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО КОРРЕКТИРОВКЕ НАБЛЮДАТЕЛЬНОЙ СЕТИ СКВАЖИН ПОЛИГОНОВ ЗАКАЧКИ

В 2025 году в соответствии с объемом намеченных дополнительных проектных решений на Полигоне №2 будет буриться (при необходимости) нагнетательная скважина РП-9 (с 2026 г. в соответствии с новой Программой, возможно и эта скважина будет введена в систему наблюдения). Как и около ранее пробуренных нагнетательных скважин должна быть пробурена наблюдательная скважина на верхний водоносный горизонт. Назначением такой скважины является отслеживание состояния подземных вод верхнего горизонта - наличие, хотя и низкой вероятности, затрубных перетоков сточных вод, и, как следствие этого, загрязнение подземных вод верхнего горизонта. В скважине должен проводиться весь комплекс исследований, который предусмотрен для неглубоких скважин.

Наблюдательная сеть Полигонов №2 пока не требует реконструкции. Имеющиеся наблюдательные скважины в достаточной степени позволяют отслеживать состояние подземных вод в районе Полигона №2 (ведутся наблюдения за резервным, буферным горизонтами, а также за юрским и неоген-четвертичным горизонтами).

На настоящий момент существующая мониторинговая сеть обоих полигонов оценивается как репрезентативная, то есть имеющийся фонд наблюдательных скважин вполне отвечает задачам наблюдательной сети полигонов закачки.

РАЗДЕЛ 9. ПОСЛЕПРОЕКТНЫЙ АНАЛИЗ

Согласно ст. 78 нового ЭК при реализации намеченной деятельности составителем отчета о возможных воздействиях в целях подтверждения ***соответствия*** реализуемой намеченной деятельности отчету о возможных воздействиях и заключению по результатам проведения оценки воздействия на окружающую среду, необходимо проведение послепроектного анализа.

Задачами послепроектного анализа является оценка соответствия фактического состояния компонентов природной среды, подверженных существенным воздействиям, показателям, обоснованным в отчете о возможных воздействиях на окружающую среду.

В частности, необходимо приведение данных:

- об отсутствии превышения лимитированных объемов закачки,
- не превышения допустимой величины наращивания пластовых давлений,
- отсутствие загрязнения сточными водами верхних горизонтов,
- соответствие показателей качества закачиваемых стоков технологическим и экологическим нормативам.

Также необходимо(а):

- выявление новых тенденций наращивания объемов сточных вод, если таковые будут иметь место;
- оценка возможности принятия существующих объемов сточных вод имеющимся парком нагнетательных скважин. При выявлении увеличения объемов сточных вод со временем, необходимо выявление необходимого потенциала нагнетательных скважин;
- оценка результативности проведенного гидроразрыва – оценка фактической приемистости нагнетательной скважины;
- оценить техническое состояние нагнетательных скважин на момент исследования;
- оценить необходимость проведения внеплановых КРС нагнетательных скважин.

1. Послепроектный анализ должен быть начат (ст. 78 ЭК) не ранее чем через двенадцать месяцев и завершен не позднее чем через восемнадцать месяцев после начала реализации запроектированного комплекса работ, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду. (Проведение послепроектного анализа обеспечивается оператором соответствующего объекта за свой счет.).

2. Не позднее срока, указанного в пункте 1, составитель отчета о возможных воздействиях подготавливает и подписывает заключение по результатам послепроектного анализа, в котором делается вывод о соответствии или несоответствии реализованной намечаемой деятельности отчету о возможных воздействиях и заключению по результатам оценки воздействия на окружающую среду. В случае выявления несоответствий в заключении по результатам послепроектного анализа приводится подробное описание таких несоответствий.

Составитель направляет подписанное заключение по результатам послепроектного анализа оператору соответствующего объекта и в уполномоченный орган в области охраны окружающей среды в течение двух рабочих дней с даты подписания заключения по результатам послепроектного анализа.

Уполномоченный орган в области охраны окружающей среды в течение двух рабочих дней с даты получения заключения по результатам послепроектного анализа размещает его на официальном интернет-ресурсе.

3. Порядок проведения послепроектного анализа и форма заключения по результатам послепроектного анализа определяются и утверждаются уполномоченным органом в области охраны окружающей среды.

Получение уполномоченным органом в области охраны окружающей среды заключения по результатам послепроектного анализа является основанием для проведения профилактического контроля без посещения субъекта (объекта) контроля.

4. Составитель несет административную и уголовную ответственность, предусмотренную законами Республики Казахстан, за сокрытие сведений, полученных при проведении послепроектного анализа, и представление недостоверных сведений в заключении по результатам послепроектного анализа.

Проведение послепроектного анализа проводится в соответствии с «Правилами проведения послепроектного анализа» (Утв. Приказом Министерства экологии, геологии и природных ресурсов РК от 1 июля 2021. № 229.).

КРАТКОЕ НЕТЕХНИЧЕСКОЕ РЕЗЮМЕ

1. ВВЕДЕНИЕ

Намечаемая деятельность будет осуществляться в пределах Горного отвода Карачаганакского нефтегазоконденсатного месторождение (НГКМ), на территории которого расположены два полигона подземного захоронения промсточных вод, формирующихся на этом месторождении. Месторождение расположено на территории Бурлинского района Западно-Казахстанской области, административным центром которого является г. Аксай. Месторождение находится в 16 км на северо-восток от г. Аксая, в 170 км от г. Уральска. Расположение участков полигонов в границах Горного отвода месторождения показано на рис. 1.1.

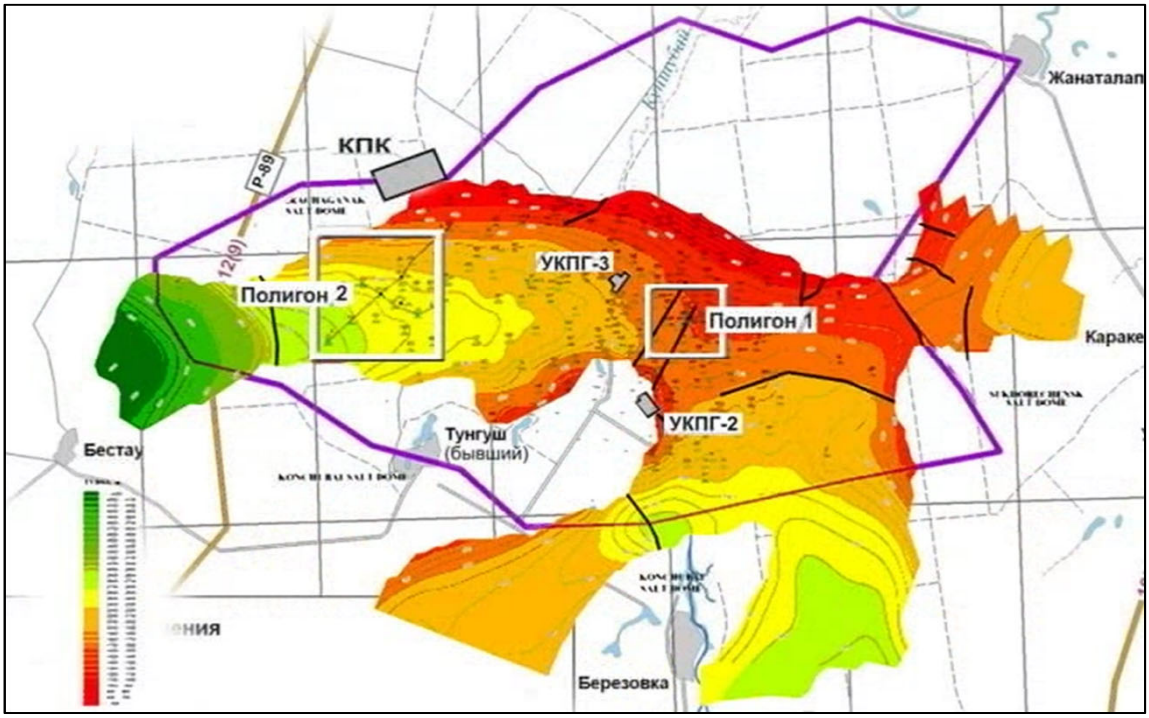


Рисунок 1.1. Схема расположения полигонов (Границы Карачаганакской мульды, границы Горного отвода месторождения, Границы Горного отвода полигонов)

Площадь Горного отвода Полигона №1 составляет 5,73 кв. км; глубина Горного отвода – 2001 м. Площадь Горного отвода Полигона №2 составляет 14,2 кв. км, глубина Горного отвода 900-2900 м. Наиболее приближенные к месторождению населенные пункты Жарсуат, Жанаталап, Карашыганак, Каракемер, Приуральное, Димитрово, Успенка расположены от границы СЗЗ месторождения на расстояниях 2,9-6,7 км.

На территории Бурлинского района расположены особо охраняемые природные территории. Месторождение не задевает эти территории. Также на территории месторождения отсутствуют исторические памятники культуры и археологии.

В ближайшей перспективе (с 2023 г.) на Полигоне №2, на котором производится закачка промсточных вод, направляемых с КПК и УКПГ-3, намечается увеличение объемов закачки, превышающих разрешенные объемы. Для закачки увеличенных объемов промстоков требуется проведение определенных объемов технических работ по увеличению приемистости нагнетательных скважин, а также (при необходимости) бурение новой нагнетательной скважины.

Намечаемый объем работ планируется провести в 2023-2025 гг.

Инициатором намечаемой деятельности является «Карачаганак Петролеум Оперейтинг Б.В.» Казахстанский филиал (КПО Б.В.), Республика Казахстан, Западно-Казахстанская область, Бурлинский район, г. Аксай, ул. Промышленная зона, строение 81Н, почтовый иидекс 090300, Телефон: +44 208 8288 262 (международный), +7 71133 62262 (СНГ), Факс: +44 208 8288 620 (международный), +7 71133 62620 (СНГ), Адрес электронной почты: kpo@kpo.kz, БИН: 981 141 001 567, Генеральный директор – Джанкарло Рую.

В результате намечаемой деятельности КПО (при необходимости бурения новой нагнетательной скважины) будет отведен земельный участок под строительство скважины. КПО отводит земельные участки для строительства новых объектов в основании Постановления Акимата Бурлинского района №518 от 25.12.2019 г. сроком до 18.11.2037 г.

На территории предполагаемых работ отсутствуют зеленые насаждения. Использование объектов животного мира не предполагается.

При осуществлении проектных работ возникнет необходимость в питьевой и технической воде. Для питьевого водоснабжения на площадку проведения работ автотранспортом будет доставляться бутилированная питьевая вода по договору с подрядной организацией. В качестве технической воды могут служить поверхностные воды р. Кончубай или подземные воды юрского водоносного горизонта, извлекаемые из скважины 33RR.

В качестве источника электроснабжения в период проведения проектных работ предусматривается установка дизельных электростанций с дизельными генераторами. Заправка строительной техники (экскаватора, бульдозера, грейдера, ДЭС) будет осуществляться топливозаправщиком (типа Урал).

В период проведения работ будут образованы выбросы загрязняющих веществ в атмосферу; будут образованы промсточные и хозбытовые сточные воды, которые будут утилизированы соответствующим образом. В процессе намечаемой деятельности будут образованы отходы производства, управление которыми относится к намечаемой деятельности.

Трансграничные воздействия на окружающую среду не ожидаются.

Альтернативных решений по утилизации формирующихся объемов промсточных вод не имеется. На Полигоне №2 на настоящий момент (с 2003 по 2021 гг.) закачано без малого 6,0 млн м^3 промсточных вод. Минерализация сточных вод на начальном этапе эксплуатации полигона составляла 3-40 г/дм^3. В настоящее время она составляет 100 и более г/дм^3. Даже при минимальной минерализации сточных вод (10 г/дм^3) твердая составляющая промстоков (при их выпаривании) может составить порядка 60000 тонн. Это преимущественно будут соли карбонатов и сульфидов. Для захоронения таких объемов твердых осадков нужны огромные площади. Поэтому закачка стоков в глубокие горизонты, подземные воды которых не пригодны ни для каких целей (таковыми являются подземные воды района Карачаганакского месторождения), является наилучшим доступным техническим решением утилизации промсточных вод, оправдавшим себя за многие годы эксплуатации полигонов в мире, в России и Казахстане. Так что прогнозируемые объемы промсточных вод будут по-прежнему закачиваться в глубокие водоносные горизонты.

В связи с необходимостью закачки увеличенных объемов промсточных вод был разработан технический документ, Дополнение №3 к проекту закачки, обосновывающий проектные объемы работ (КРС, гидроразрывы, бурение новой нагнетательной скважины и т.д), реализация которых позволит закачивать увеличенные объемы промсточных вод.

При разработке настоящего документа были использованы материалы производственного экологического контроля для КНГКМ, отчеты по мониторингу почв и растительности, отчет этнофауны на территории КНГКМ, отчет мониторинга фауны, информационные

отчеты по результатам мониторинга состояния подземных вод на участках подземного захоронения, отчетов по проведению авторского надзора за реализацией проектных решений на полигонах закачки, большое количество производственных отчетов, касающихся эксплуатации полигонов закачки, их модернизации, увеличения приемистости нагнетательных скважин, улучшения качества закачиваемых сточных вод.

2. СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ПОЛИГОНА №2. ОБЪЕМЫ ЗАКАЧКИ. КАЧЕСТВО СТОЧНЫХ ВОД

На Карачаганакском нефтегазоконденсатном месторождении для закачки промышленных сточных вод эксплуатируются два полигона – Полигон №1 (старый полигон- для сброса/захоронения сточных вод, формирующихся на УКПГ-2 и до 2021 г. на УКПГ-3) и Полигон №2 (новый полигон – для сброса/захоронения сточных вод, формирующихся на КПК и с 2021 г. – на УКПГ-3) (рис. 1.1). Сточные воды на Полигоне №2 закачиваются в глубокие изолированные водоносные горизонты триаса; на полигоне №1 – пермь-триаса. (рис. 2.1, 2.2).

В разные периоды времени на обоих участках полигонов закачки были проведены детальные геолого-гидрогеологические разведочные работы, по результатам которых была доказана возможность принятия пластами- коллекторами Карачаганакской мульды прогнозируемых объемов промсточных вод в течение всего срока эксплуатации месторождения. В частности, еще в период 2000-2007 гг. были проведены разведочные работы под Полигон №2. Детальные исследования водоносных горизонтов, проведенные на участке этого полигона, доказали возможность закачки прогнозируемых объемов сточных вод, формирующихся на КПК (отчет был апробирован ГКЗ РК).

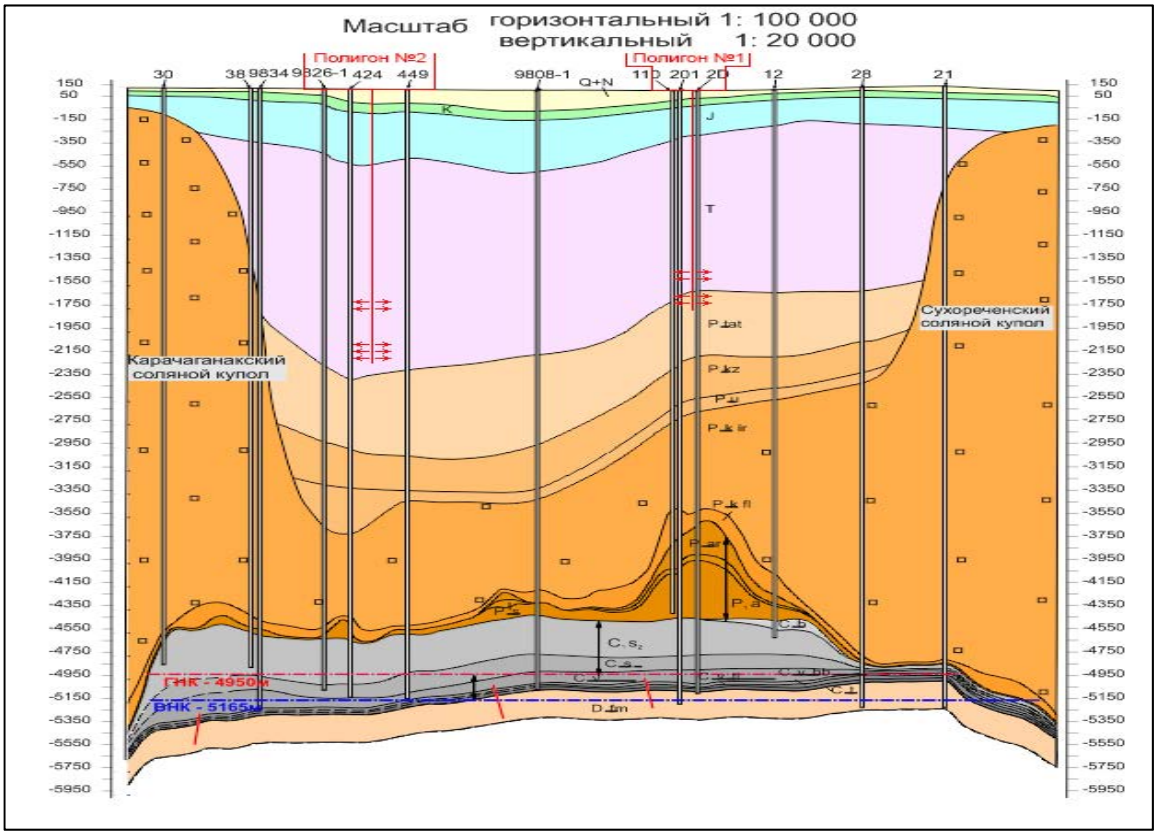


Рисунок 2.1. Разрез Карачаганакской мульды 1-1

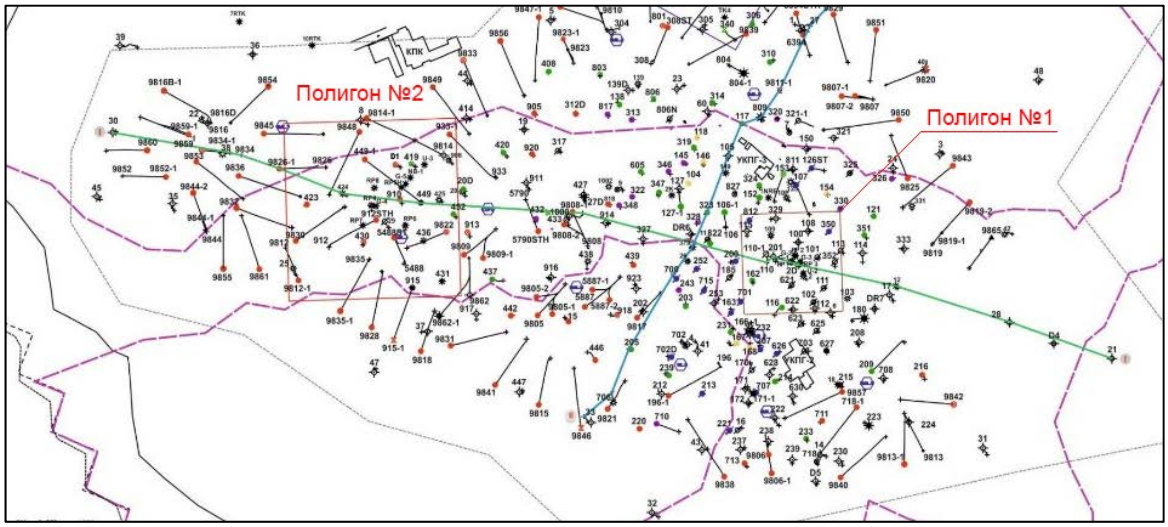


Рисунок 2.2. Схема расположения геологического разреза по линии 1-1

В 2008 году был разработан проект закачки промсточных вод, формирующихся на Карачаганакском НГКМ в глубокозалегающие водоносные горизонты, который был согласован с Комитетом геологии и недропользования. В рамках ежегодных отчетов по авторскому надзору за реализацией проектных решений в Проект закачки вносились некоторые дополнения, которые определялись намерениями КПО.

В настоящее время основанием для закачки промышленных сточных вод в недра является Разрешение на строительство и эксплуатацию подземных сооружений, не связанных с разведкой и добычей – Закачка промышленных сточных вод КНГКМ в недра №007 от 08.06.2012 г., выданное Комитетом геологии и недропользования МИНТ РК, а также Разрешение на спецводопользование (закачка промстоков в подземные водоносные горизонты) (дата выдачи разрешения 30.12.2021 г., дата окончания разрешения 31.12.2022 г.).

В течение срока эксплуатации на полигонах закачки произошли значительные изменения, касающиеся объемов закачиваемых промстоков, которые к настоящему времени уже вызвали изменения в геолого-гидрогеологической среде, а в перспективе с ростом закачиваемых объемов эти изменения будут тем более ощутимы.

В частности, начиная с 2014 г. на Полигоне №1 значительно возросли объемы закачиваемых промстоков, которые не предусматривались основным проектом и превысили утвержденный лимит на закачку на этом полигоне, который составлял 20,0 тыс. м^3/год. В связи с чем, Дополнением №2 к проекту закачки, разработанному в 2019 г., были рассмотрены дополнительные технические решения, позволяющие закачать эти ранее непредусмотренные/увеличенные объемы в количестве 120,0 тыс. м^3/год, а именно: перфорация дополнительных интервалов в существующих нагнетательных скважинах и бурение новой нагнетательной скважины при возникновении необходимости в такой скважине. В настоящее время по мере необходимости эти технические решения, согласно Дополнению №2, реализовываются. Дополнительных технических решений касательно Полигона №1 в настоящем проекте (Дополнение №3) не предусматривается. Существующая Уточненная программа 2012 г. в связи с заявлением новых объемов промсточных вод, подлежащих закачке на Полигон №1, была откорректирована. 120,0 тыс. м^3/год для данного полигона теперь является лимитированной величиной.

Настоящее Дополнение №3 посвящено Полигону №2. Поэтому ниже будет приведена информация преимущественно по этому полигону.

Полигон №2 эксплуатируется с 2003 г. В настоящее время на Полигоне №2 в закачке участвуют 5 нагнетательных скважин РП-4, РП-5, РП-6, РП-7 и РП-8, что соответствует проектным решениям (рис. 2.3). Все 5 нагнетательных скважин эксплуатируют триасовый горизонт (Резервуар II и Резервуар III), куда посредством закачки поступают сточные воды. На полигоне имеется репрезентативная сеть наблюдательных скважин.

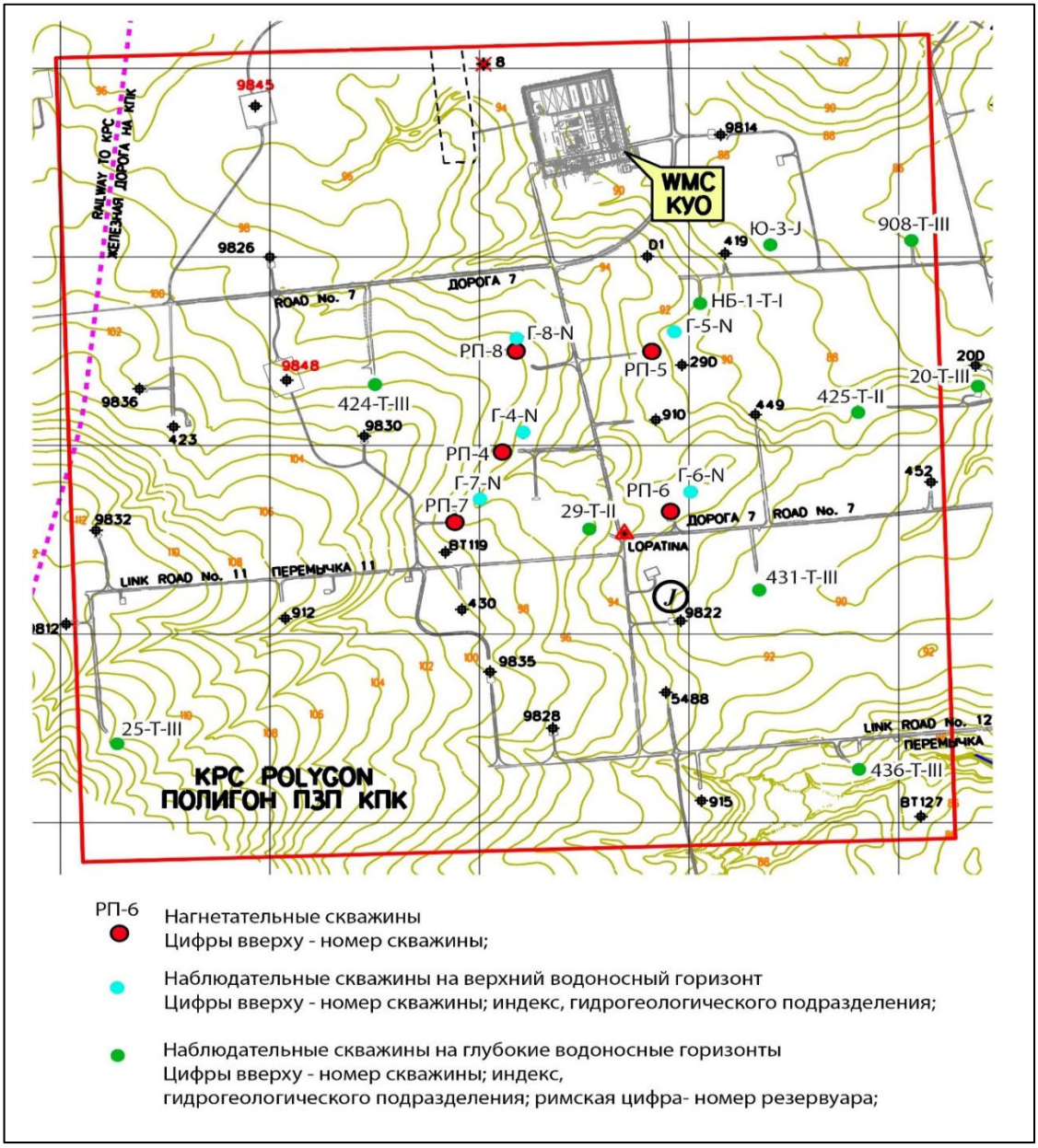


Рисунок 2.3. Схематическая карта расположения нагнетательных и наблюдательных скважин на Полигоне №2

Согласно Уточненной рабочей программе 2010 года регламентированный объем промышленных сточных вод, подлежащих закачке в подземный горизонт на Полигоне №2 в 2020-2024 гг. составляет 823 тыс. м^3/год (94 м^3/час). Далее до 2037 г. лимит снижается до 399,67 тыс. м^3/год.

Фактические объемы закачки промсточных вод в 2008-2021 гг. на Полигоне №2 составили 225,4 – 693,45 тыс. м^3/год (соответственно) (рис. 2.4). До конца 2020 г. эти объемы промсточных вод формировались на КПК. С 2021 г. в состав этих объемов вошли сточные воды УКПГ-3, которые были переориентированы на КПК в связи с отсутствием возможности очищать сточные воды УКПГ-3 от сероводорода и, вследствие чего, все время

отмечалось превышение технологического норматива по этому показателю. Доля привноса в общий объем закачиваемых промсточных вод на Полигон №2 стоков с УКПГ-3 весьма мала и составляет 0,03 % (или 2,12 тыс. м^3/год за 2021 г.), а потому эта переориентация стоков практически не влияет на качество исходных сточных вод, направляемых на очистные сооружения КПК.

Приведенные цифры закачанных объемов не противоречат прогнозам проекта закачки (2008 г.) и Уточненной рабочей программе к Разрешению на закачку промстоков (№ 007 от 08.07.2012 г.). Таким образом, закачка промсточных вод на Полигоне №2 по состоянию на 2021 г. осуществлялась в рамках лимитированных объемов. Прогноз объемов закачиваемых сточных вод на 2022 г. составляет 788 тыс. м^3/год, и эта величина также не превышает лимитированного объема.

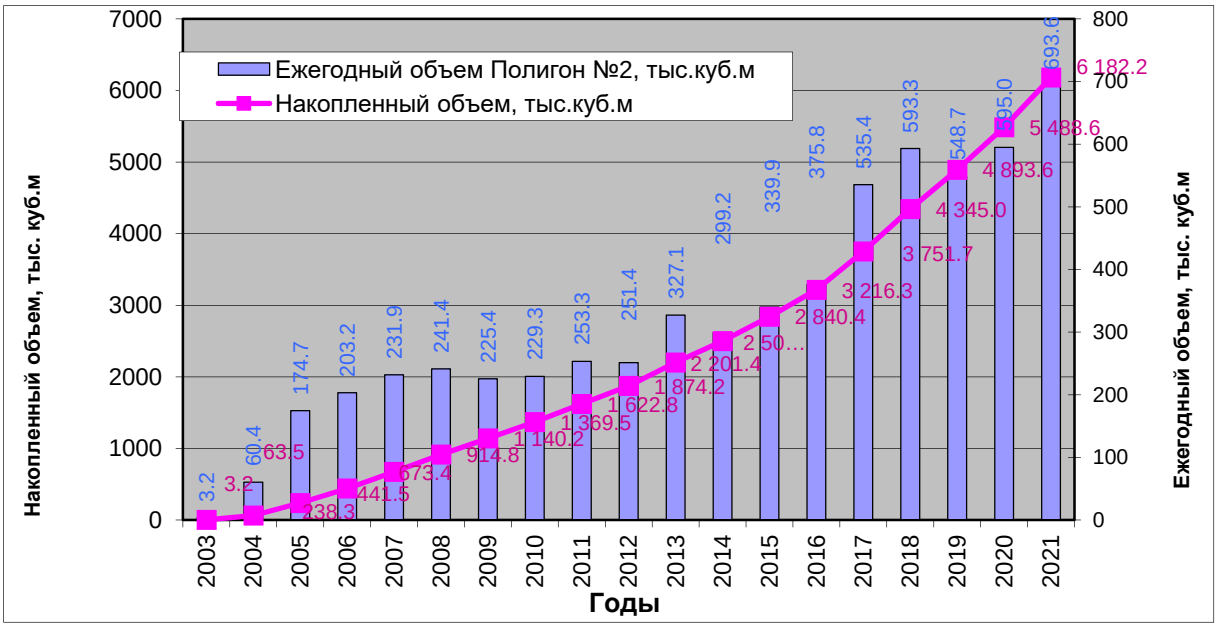


Рисунок 2.4. Ежегодные объемы закачки (2003-2021 гг.) и накопленный объем на Полигоне №2

Согласно Бизнес-плану КПО, прогнозируется, что общий объем закачки промстоков, направляемых на Полигон №2, достигнет своего максимума в 2023 г. и составит 1100 тыс. м^3/год. И эта величина уже превышает лимитированный объем. В связи с увеличением прогнозируемых объемов с 2023 г. сверх лимитированной величины, Уточненная программа будет откорректирована по завершению и согласованию с гос. органами настоящей ОВОС.

Отметим, что геологическим отчетом, составленным по результатам доразведки участка Полигона №2 в 2019-2021 гг., была доказана возможность принятия пластами коллекторами дополнительных объемов промсточных вод при условии наращивания приемистости нагнетательных скважин.

Настоящим документом отмечается, что в настоящее время приемистость нагнетательных скважин падает до значений ниже проектных величин примерно в 1,5-3 раза, и в годовом цикле постоянно требуются восстановительные работы для поддержания проектной приемистости скважины. Однако полного восстановления приемистости скважин после восстановительных работ в настоящее время уже не происходит. Так фактическая средняя приемистость скважин по данным эксплуатации в 2021 г. составляла 494 – 545 м^3/сут, при этом индекс приемистости скважин колебался от 4,78 до 5,74 м^3/сут/бар, что как сказано, ниже проектных величин. Из-за больших объемов закачки кольматация скважин, и, как

следствие, снижение их приемистости приводит к необходимости проведения кислотных промывок нагнетательных скважин примерно 3-4 раза в год.

Для закачки заявленных перспективных объемов 1100 тыс. м^3/год уже в ближайшей перспективе, требуются дополнительные мощности. С помощью модельных решений было установлено, что, с одной стороны, пласт примет эти объемы, с другой -необходимо совершенствовать технические средства, посредством которых закачка может быть осуществлена. А именно, необходимо проведение дополнительной перфорации интервалов Резервуаров III и II и гидроразрывы интервалов Резервуара II с закачкой проппанта,

Большое внимание в настоящем отчете уделено качеству сточных вод. Как известно, состав исходных промсточных вод, формирующихся на нефтяных месторождениях, характеризуется содержанием большого количества нефтепродуктов, взвешенных веществ, солеобразующих веществ, сероводорода и т.д., именно тех составляющих, которые, взаимодействуя с подземными водами и вмещающими породами, приводят к выпадению химических осадков, которые, в свою очередь, кольматируют фильтры нагнетательных скважин, прифильтровые пространства поглощающего горизонта, что, приводит к снижению приемистости нагнетательных скважин.

Еще на ранних стадиях изучения участков подземных вод полигонов, было установлено, что сточные воды и подземные воды несовместимы, в результате чего в пластовых условиях происходит выпадение солей, которые с нефтепродуктами стоков и взвешенными веществами образуют слаборастворимые осадки. Поэтому вопрос подготовки сточных вод перед закачкой направлен на снижение кольматантов в закачиваемых сточных водах. Технологическими регламентами установок КПК, УКПГ-2 и 3 установлены технологические нормативы качества на нефтепродукты, взвешенные вещества, сероводород - основные вещества, кольматирующие фильтры скважины и прифильтровую часть водоносного горизонта. Список технологических показателей по рекомендации Комитета экологии еще в 2010-2015 гг. при разработке очередного Проекта ПДС был пополнен дополнительным перечнем компонентов, для которых Налоговым Кодексом РК установлены ставки платы за сброс в ОС. Так в число расширенного списка нормируемых показателей вошли (помимо технологических показателей) дополнительные вещества из перечня Налогового Кодекса, свойственные для промсточных вод, это: сульфаты, хлориды, металлы (цинк, медь, алюминий, железо общее). Сульфиды вошли в перечень нормируемых показателей еще на начальном этапе нормирования показателей качества промсточных вод (2008 г.), и как вещество, способствующее кольматации, было оставлено в списке отслеживаемых компонентов. В перечень нормируемых показателей также входит метанол. Данный компонент является технологически значимым и вывод его из водометанольных сточных вод является обязательным мероприятием с точки зрения экономии веществ, используемых в технологическом процессе. Такова история формирования списка нормируемых показателей качества промсточных вод, подлежащих закачке.

Итак, окончательный список нормируемых компонентов выглядит следующим образом: нефтепродукты, взвешенные вещества, сероводород, сульфаты, сульфиды, хлориды, цинк, медь, алюминий, железо общее, метанол.

Отметим, что новым экологическим Кодексом запрещается закачка в подземные горизонты сточных вод, не очищенных по ***нефтепродуктам, взвешенным веществам и сероводороду*** в соответствии с частью второй п. 5 ст. 216 (ЭК).

В настоящее время контроль качества промстоков осуществляется аккредитованной Испытательной лабораторией ТОО «Информационно-производственный центр «Gidromet Ltd» (г. Аксай).

В таблице 2.1 приведены результаты сопоставления технологических, экологических нормативов качества (согласно проектам ПДС) за 2019-2022 г. и их фактических значений за 2019-2021 гг. Превышения нормативов за этот период ***не отмечается***, что говорит о хорошей работе очистных сооружений.

Таблица 2.1 Сопоставление нормативов качества закачиваемых сточных вод с результатами определения химического состава сточных вод, направляемых на закачку с КПК (по состоянию на 2019-2021 гг.)

Определяемые компоненты	Технологический норматив/ Экологический норматив согласно проектам ПДС (НДС)/ Средняя концентрация в точке отбора непосредственно перед закачкой, мг/дм^3				
	2019 г.	2020 г.	До мая 2021 г.	С мая по 31 декабря 2021 г.	2022 г.
Нефтепродукты	20,0/20,0/5,2	20,0/20,0/14,0	20,0/20,0	20,0/20,0/14,0	20,0/20,0/-
Взвешенные вещества	10,0/10,0/9,0	10,0/10,0/9,1	10,0/10,0	10,0/10,0/8,3	10,0/10,0/-
Сероводород	50,0/50,0/29,8	50,0/50,0/19,9	50,0/50,0	50,0/50,0/21,1	50,0/50,0/-
Сульфаты	-/5840,0/754,9	-/4563,0/648,6	-/4331,3	-/4331,3/568,4	-/5110/-
Сульфиды	-/406,7/146,9	-/248,0/155,3	-/255,7	-/255,7/161,0	-/268/-
Хлориды	-/69482,0/60811,3	-/66703,0/635589,7	-/71103,3	-/71103,3/65984,4	-/73651/-
Железо общее	-/4,76/1,4	-/3,67/0,66	-/3,72	-/3,72/0,56	-/3,74/-
Медь	-/0,0142/0,0106	-/0,0124/0,0097	-/0,0123	-/0,0123/0,0088	-/0,0138/-
Цинк	-/0,0387/0,0269	-/0,0327/0,0241	-/0,0336	-/0,0336/0,0262	-/0,0328/-
Алюминий	-/0,080/0,0649	-/0,0784/0,0659	-/0,0813	-/0,0813/0,0688	-/0,852/-
Метанол*	-	-	-/9122	-/15557,3/8174,9	-/15557,3/-

Следует отметить, что в новом Экологическом Кодексе появилось два революционных момента.

1. ***Загрязнением водных объектов признается присутствие*** в поверхностных или ***подземных водах загрязняющих веществ*** в концентрациях или физических воздействий на уровнях, превышающих установленные государством экологические нормативы качества вод, ***за исключением объектов***, оборудованных и предназначенных для размещения отходов, и ***сброса сточных вод, предотвращающих загрязнение земной поверхности, недр, поверхностных и подземных вод.*** – п.3. ст. 212 ЭК.
2. Сброс веществ (не являющихся технологическими показателями) с превышением установленных максимальных показателей концентраций загрязняющих веществ ***не считается сверхнормативной эмиссией*** – п.5. ст. 216 ЭК.

Таким образом, ***сброс сточных вод в недра в районе Карачаганакского месторождения, не относится к факту загрязнения водного объекта, а также сверхнормативный сброс в недра нетехнологических компонентов не считается сверхнормативной эмиссией.***

На рис. 2.4. видно, что с 2013-2014 гг. начал отмечаться резкий рост объемов нагнетания. С ростом объемов нагнетания менялся химический состав сточных вод. С увеличением закачиваемых объемов сточных вод растет содержание хлоридов в сточных водах, а, следовательно, и содержание катионов, в частности натрия, что изменило минерализацию сточных вод в сторону ее увеличения. Со смещением химического состава сточных вод в сторону их хлоритизации, естественно, снижается содержание гидрокарбонатов, но растет содержание катионов натрия. Если на начальном этапе эксплуатации минерализация сточных вод была порядка 3,0-40,0 г/дм^3 и анионный состав сточных вод характеризовался наличием преимущественно гидрокарбонатов и в меньшей степени сульфатов, то в настоящее время сточные воды являются хлоридными, поскольку основная составляющая промсточных вод КПК - попутные воды, резко возросли в объеме в связи с обводненностью

добывающих скважин, и минерализация стоков возросла до 110 и более г/дм^3. Увеличение содержания хлоридов (растворимых солей) делает сточные воды менее способными кольматировать фильтры и прискважинные области, в отличие от гидрокарбонатных и сульфатных вод, каковыми они были на начальной стадии эксплуатации полигонов, поскольку эти компоненты, особенно карбонаты, в условиях высоких температур выпадают в осадок, тем самым значительно снижая потенциал нагнетательных скважин.

3. ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ ПО НАРАЩИВАНИЮ ПОТЕНЦИАЛА НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН

Основной целью реализации Дополнения №3 является увеличение объемов закачки промсточных вод с 2023 г. до 1100 тыс. м^3/год на Полигоне №2 при условии проведения КРС с гидроразрывом старых скважин (РП-6, РП-7), а также (при необходимости) переведение скважины 9835 из числа законсервированных добывающих в нагнетательный фонд или бурение новой нагнетательной скважины (РП-9) также при необходимости. На настоящий момент КРС + ГРП скважин РП-4 и РП-5 выполнены.

Итак, намечаемая деятельность по Дополнению №3 сводится к следующим вариантам и подвариантам:

1-ый вариант – использование исключительно имеющегося нагнетательного фонда после проведения КРС и ГРП в скважинах:

2023 г. – КРС + ГРП скв. РП-6;

2024 г. – КРС+ГРП скв. РП-7;

2025 – 2037 гг. – других работ не намечено.

Вариант 1 позволяет закачать прогнозируемые объемы промсточных вод при условии безотказной работы существующих нагнетательных скважин в течение всего срока эксплуатации.

2-ой вариант - предусматривает при необходимости эксплуатацию дополнительной нагнетательной скважины, если потенциал существующих нагнетательных скважин со временем будут недостаточен по причине либо чрезмерного снижения приемистости существующих нагнетательных скважин, либо из-за аварийной ситуации на какой-либо из нагнетательных скважин. Вариант предполагает два подварианта.

подвариант 2а:

2023 г. – КРС + ГРП скв. РП-6;

2024 г. – КРС+ГРП скв. РП-7;

2025 г. – КРС скв. 9835 (при необходимости перевод скважины из ликвидированного добывающего фонда в нагнетательный фонд);

2025 г. – Бурение скв. Г-9 (мониторинговая скважина на верхний горизонт);

2026 – 2037 гг. – кислотные обработки скв. 9835 и мониторинг подземных вод скв. Г-9.

подвариант 2б:

2023 г. – КРС + ГРП скв. РП-6;

2024 г. – КРС+ГРП скв. РП-7;

2025 г. – Бурение нагнетательной скв. РП-9 (при необходимости);

2025 г. – Бурение наблюдательной скв. Г-9;

2026 – 2037 гг. – кислотные обработки скв. РП-9 и мониторинг скв. Г-9.

В дополнительной нагнетательной и наблюдательной скважинах после КРС или бурения предполагаются геофизические исследования, опытно-фильтрационные работы

(компрессирование, опытное нагнетание), лабораторные исследования керна, отбор проб воды на химическое исследование подземных вод.

После КРС, ГРП нагнетательных скважин и бурения новых скважин (нагнетательной и наблюдательной), предполагается их эксплуатация. В период эксплуатации как новой нагнетательной скважины, так и старых нагнетательных скважин, будут проводиться периодические кислотные обработки по восстановлению приемистости скважины.

Мониторинговые наблюдения за состоянием сточных и подземных вод будут продолжены.

Сводная таблица объемов проектируемых работ согласно настоящему Дополнению № 3 к проекту закачки приведена в табл. 3.1.

Таблица 3.1 Сводная таблица объемов проектируемых работ (согласно Дополнению №3 к основному проекту закачки)

Виды проектных работ	2023	2024	2025	2026	2027	2028-2032	2033-2037
1. Закачка промстоков, тыс. м^3/год на Полигоне № 2	1100	1100	1100	1100	1100	1100	1100
2. КРС+ГРП	РП-6	РП-7					
3. КРС для перевода скважины из добывающего фонда в нагнетательный			скв. 9835				
4. Бурение нагнетательной (альтернатива скв. 9835) и бурение мониторинговой скважин			РП-9, Г-9				
5. Геофизические исследования в скважине			РП-9				
6. Опытно-фильтрационные работы			РП-9 Г-9				
6.1 компрессирование			РП-9 Г-9				
6.2 опытное нагнетание			РП-9				
7. Лабораторные исследования							
7.1 Исследование керна, м			200 м (РП-9)				
7.2 Отбор проб воды на полный хим.анализ после компрессирования			РП-9, Г-9				
8. Кислотные обработки на скв. РП-9 / 9835				2	2	10	10
9. Мониторинг скв. Г-9: Комплексное исследование: Замер уровня, пластового давления, шаблонирование, компрессирование, отбор проб с устья скважины				4раз/год	4раз/год	20	20

4. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ

В настоящей работе для определения воздействия планируемых работ на окружающую среду за основу принят полуколичественный метод комплексной оценки воздействия в соответствии с принятыми в РК Методическими указаниями по проведению оценки воздействия хозяйственной деятельности на ОС (Министерство охраны окружающей среды РК, 2010). Значимость воздействий намечаемой деятельности оценивается по следующим показателям воздействия, для которых согласно ранжированию потенциальных воздействий, определяется масштаб воздействия:

- пространственный масштаб;

- временной масштаб;
- интенсивность.

Рейтинг относительного воздействия по каждому показателю воздействия определяется в баллах. Путем перемножения баллов воздействия оценивается интегральная значимость воздействия.

4.1. АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ

При планируемых работах независимо от выбранного варианта выбросы загрязняющих веществ от стационарных источников составят при:

- КРС скважины РП-6 (РП-7) – 39,8941 т/год;
- переводе скв. 9835 – 20,86762 т/год;
- ГРП на скважинах РП-6, РП-7, скв. 9835 – 9,7867 т/год;
- бурении скважины РП-9 – 34,271451 т/год;
- бурении скважины Г-9 – 10,671483 т/год.

Объём выбросов от стационарных источников за весь период работ по Вариантам составит: по Варианту 1 около **99 тонн,** по Подварианту 2а около **131 тонны,** по Подварианту 2б около **144 тонны.**

Количество выбросов от передвижных источников составит при:

- КРС скважины РП-6 (РП-7) – 7,019 т/год;
- переводе скв. 9835 из ликвидированных в нагнетательные – 6,107 т/год;
- гидроразрыве на скважинах РП-6, РП-7, скв. 9835 – 2,944 т/год;
- бурении скважины РП-9 – 11,298 т/год;
- бурении скважины Г-9 – 1,055 т/год;

Суммарно на каждой из скважин РП-6 (РП-7) с учетом ГРП от передвижных источников выбросы ЗВ в атмосферу составят 9,963 т/год.

Объём выбросов от передвижных источников за весь период работ по Вариантам составит: по Варианту 1 около **20 тонн**, по Подварианту 2а около **28 тонны**, по Подварианту 2б около **32 тонн**.

По объемам выбросов варианты и подварианты различаются незначительно (см. рис. 4.1).

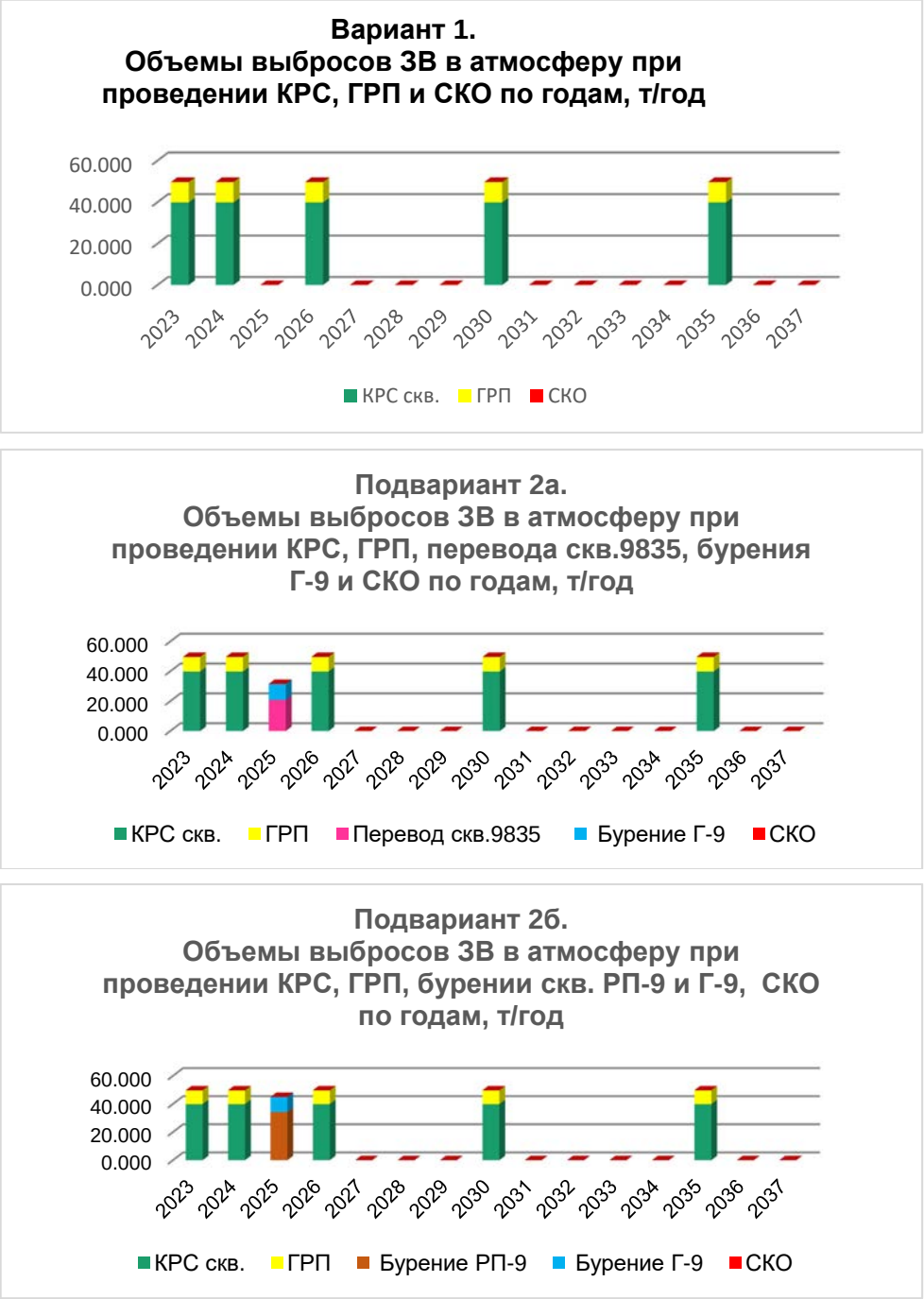


Рисунок 4.1. Динамика изменений объемов выбросов по годам по варианту 1 и подвариантам 2а и 2б

Анализ результатов моделирования рассеивания ЗВ в атмосфере показал, что при рассмотрении наихудшего варианта (при проведении буровых работ) не окажут заметного воздействия на качество атмосферного воздуха на границе СЗЗ и ближайших жилых зонах (см. рис.4.2). Качество атмосферного воздуха будет соответствовать нормативным требованиям РК.

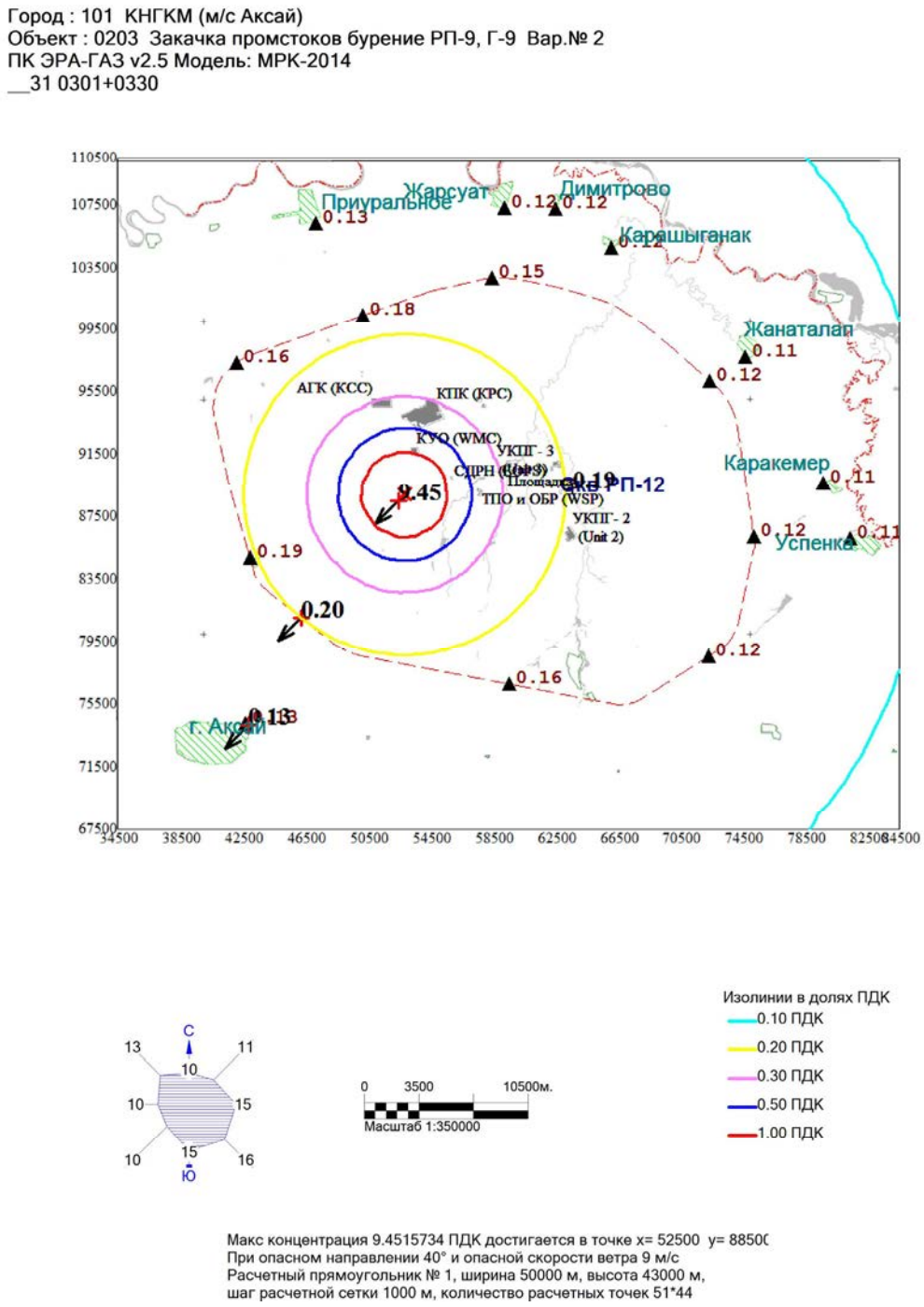


Рисунок 4.2. Изолинии приземных концентраций суммации диоксидов азота и серы (Вариант 2.Подвариант 2б. Вклад буровой площадки скв. РП-9)

Все планируемые работы носят кратковременный характер. Основной вклад в значения приземных концентраций азота диоксида и суммации диоксидов серы и азота на границах ближайшей жилой зоны и СЗЗ вносят выбросы выхлопных труб дизельных двигателей буровой установки и ДВС спецтехники (передвижные источники). При этом зоны загрязнения (расстояние от источников выбросов до значения 1,0 ПДКмр.) от выбросов азота диоксида и суммации диоксидов серы и азота площадки строительства скважины РП-9 составят 2100 м и 2200 м соответственно.

Понижению уровня загрязнения воздуха будут способствовать:

- исключительно высокая динамика атмосферы, являющаяся характерной особенностью климата описываемой территории, которая создает условия интенсивного турбулентного обмена и препятствует развитию застойных явлений;
- реализация предложенного комплекса мероприятий по охране атмосферного воздуха в сочетании с хорошей организацией производственного процесса и производственного контроля за состоянием окружающей среды.

На основании полученных показателей предварительной комплексной (интегральной) оценки воздействия на качество атмосферного воздуха при реализации каждого из рассматриваемых Вариантов на Полигоне №2 месторождения Карачаганак по Дополнению №3 ожидаются следующие воздействия (см. табл.4.1):

Таблица 4.1 Оценка воздействия на качество атмосферного воздуха

Источник и вид воздействия	Пространственный масштаб	Временной масштаб	Интенсивность воздействия	Значимость воздействия в баллах	Категория значимости воздействия
Выбросы ЗВ при КРС	Локальное 1	Кратковременное 1	Слабое 2	2	Низкая значимость
Выбросы ЗВ при гидроразрыве пласта	Локальное 1	Кратковременное 1	Слабое 2	2	Низкая значимость
Выбросы ЗВ при переводе скв.9835	Локальное 1	Кратковременное 1	Слабое 2	2	Низкая значимость
Выбросы ЗВ при строительстве *скв. РП-9, Г-9*	Локальное 1	Кратковременное 1	Слабое 2	2	Низкая значимость
Результирующая значимость воздействия проектируемых работ				2	Низкая значимость

Ближайшие населенные пункты располагаются вне зоны влияния выбросов загрязняющих веществ от источников, располагаемых на проектируемых объектах. Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу, как показывают проведенные расчеты, не будут достигать ПДКм.р на границе СЗЗ и на территории жилой зоны и не будут воздействовать на здоровье населения.

4.2. ПОВЕРХНОСТНЫЕ ВОДЫ

Через все месторождение Карачаганак протекает р. Березовка и ее левый приток балка Кончубай. Наиболее близко расположенная к реке, нагнетательная скважина Полигона №2 РП-6, расположена примерно в 2,5 км от б. Кончубай. Естественно, находясь на таком расстоянии, полигон не может оказывать воздействие на б. Кончубай, ни тем более на р. Березовка.

Что касается Полигона №1, он находится в пределах водоохранной зоны р. Березовка, его нагнетательная скважина РП-3 расположена на расстоянии 200 м от р. Березовка, а скважина РП-1 - на расстоянии 450-500 м. Даже, если предположить, что в районе полигона и будет происходить загрязнение подземных вод верхнего неоген-четвертичного горизонта, то преимущественно суглинистый, глинистый состав этих отложений не позволит дойти этим загрязнениям до поверхностных вод от скв. РП-3.

Таким образом принятые проектные решения по сбору сточных вод сводят до минимума возможность загрязнения ими подстилающей поверхности и прилегающей территории. Сброс производственных и хозяйственно-бытовых сточных вод в естественные водные объекты и на рельеф местности не планируется.

Полигоны № 1 и № 2 в процессе эксплуатации не оказывают и не окажут в перспективе воздействие на поверхностные воды р. Березовка и балку Кончубай. Строительство каких-

либо новых объектов в водоохранных зонах обеих рек настоящим проектом не предусматривается.

4.3. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ СРЕДА

Факторами воздействия на геологическую среду в рамках настоящего проекта являются: КРС с гидроразрывом, бурение новой нагнетательной и мелкой наблюдательной скважин, КРС глубокой нефтяной скважины с целью ее перевода в нагнетательный фонд. Остальные виды работ не представляют интереса с точки зрения их возможного влияния на геологическую составляющую участка Полигона №2.

Основным техническим мероприятием намечаемых ***КРС скважин будет дополнительная перфорация перспективных горизонтов.*** При перфорировании возможно возникновение трещин в около скважинном пространстве, протяженность которых может составить до 1-1,5 м. Однако под воздействием геостатического давления эти трещины вероятнее всего закроются. Возможно наличие остаточных нарушений сплошности прискважинных отложений, которые в масштабе глубин скважин будут незначительных размеров.

В критериях принятой оценки такой фактор воздействия как КРС скважин на геологическую среду выглядит следующим образом:

- Пространственный масштаб воздействия – ***точечный*** (1 балл);
- Временной масштаб воздействия – ***кратковременный*** (1 балла);
- Интенсивность воздействия – ***незначительная*** (1 балл);
- Значимость воздействия – ***низкая*** (1 балла).

Факторами воздействия при ***бурении*** скважин на геологическую среду являются:

- собственно бурение скважины;
- испытание скважины, то есть определение гидродинамических показателей пласта-коллектора.

Проходка/бурение скважины – это, по сути, «прокол» геологического разреза, при котором происходят изъятие некоторого объема пород в виде шлама, происходят прискважинные деформации, увеличение трещиноватости горных пород, их дробление, иногда обрушение, а также загрязнение прискважинной зоны компонентами бурового раствора.

В критериях принятой оценки строительство скважины на геологическую среду выглядит следующим образом:

- Пространственный масштаб воздействия – ***точечный*** (1 балл);
- Временной масштаб воздействия – ***временный*** (2 балла);
- Интенсивность воздействия – ***незначительная*** (1 балл);
- Значимость воздействия – ***низкая*** (2 балла).

Проектом рассматривается возможность улучшения приемистости нагнетательных скважин за счет проведения ***гидроразрыва*** в новых перфорированных интервалах с применением проппанта.

При закачке в скважину рабочей жидкости с высокой скоростью на забое создается высокое давление, приводящее к формированию трещины. Как только развитие трещины началось, в жидкость добавляется расклинивающий материал – проппант, переносимый жидкостью в трещину. Далее прокачивают в скважину продавочную жидкость при максимальных давлениях. Сеть созданных трещин, удерживаемых проппантом, улучшает гидравлическую проводимость породы пласта и, как следствие, увеличивает приемистость нагнетательной скважины, как минимум на порядок, при этом не нарушается целостность буферного горизонта (экран А) и, тем более, верхнего неоген-четвертичного.

При разработке Дополнения №2, намечалось увеличение потенциала нагнетательных скважин не только Полигона №1, но и Полигона №2 посредством гидроразрыва. КПО, имея намерения проведения закачки стоков с применением гидроразрыва пласта, обратилось в компанию Eni с целью проведения на первом этапе модельных, а затем и полевых исследований по отработке технологии проведения гидроразрыва на Полигоне закачки №2. Копания Eni провела модельные исследования на предложенных/выбранных КПО перфорированных интервалах нагнетательных скважин РП-4 и РП-5. Для моделирования был предложен перфорационный интервал скважины РП-4 – 1795-1805 м. В результате моделирования было выявлено, что высота трещин гидроразрыва – 35,6 м, длина – 77,8 м (рис. 4.3). Имитация гидроразрыва в скважине РП-5 (интервал перфорации 1689-1690 м) показал ширину трещины 34 м, длину 67 м.

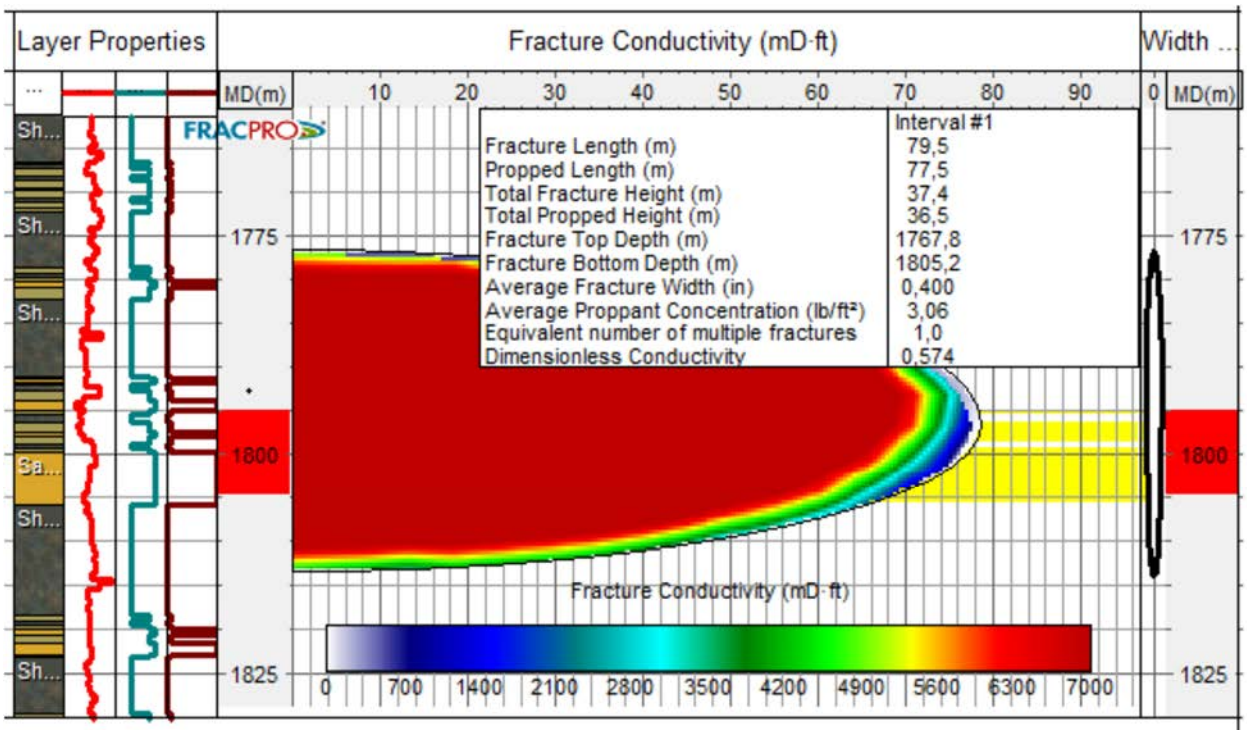


Рисунок 4.3. Имитация геометрии трещины в скважине РП-4
(интервал перфорации 1795-1805 м)

Исходя из модельных опытов можно отметить, что высота трещин не выходит за пределы резервуара III, что говорит об отсутствии влияния гидроразрыва на целостность не только буферного горизонта (резервуар I), но даже и на ниже залегающий резервуар II. Таким образом сточные вод, закачанные в недра после гидроразрыва пласта не будут выведены в вышележащие горизонты. Этому будет способствовать правильный режим проведения гидроразрыва, правильно подобранные жидкости разрыва и образования трещин, жидкости песконосители, продавочные жидкости, а также правильно подобранный проппант.

При собственно ***эксплуатации полигонов закачки №1 и №2*** в геологической среде происходят изменения геостатического поля (изменения пластового давления и распределения напряжений в геологической среде), геотермального поля (формирование вокруг поглощающих скважин областей охлаждения пласта-коллектора), изменение гидродинамического поля в пласте-коллекторе (формирование вокруг поглощающей скважины купола репрессии), изменение водопроводящих свойств пластов (изменение фильтрационных характеристик пласта со временем), активизация физико-химических процессов (кольматация прискважинной области и, как следствие, снижение проницаемости, что вызывает рост устьевых и пластовых давлений).

В критериях принятой оценки эти изменения выглядят следующим образом:

- Пространственный масштаб воздействия – ***локальный*** (1 балла);
- Временной масштаб воздействия – ***многолетний*** (4 баллов);
- Интенсивность воздействия – ***слабая*** (2 балла);
- Интегральная оценка – воздействие ***низкое*** (8 баллов).

4.4. ПОДЗЕМНЫЕ ВОДЫ

Воздействие проектируемых работ

Настоящим Дополнением №3 к проекту закачки предлагаются технические решения по наращиванию потенциала нагнетательных скважин, а именно: КРС скважины по увеличению мощности перфорированных интервалов, проведение ГРП, планируется бурение нагнетательной и мелкой наблюдательной скважин. В настоящем отчете о возможных воздействиях рассматривается воздействие на подземные воды от проведения перечисленных видов работ.

Основной составной частью намечаемых КРС является перфорация перспективных интервалов. На подземные воды данное техническое мероприятия не воздействует. А вот ***гидроразрыв***, в результате которого создается сеть трещин, удерживаемых проппантом, улучшает гидравлическую проводимость породы пласта и, как следствие, увеличивает приемистость нагнетательной скважины. Из практики проведения гидроразрывов известно, что гидроразрыв значительно повышает продолжительность эффекта/результативности закачки по сравнению с продолжительностью эффекта кислотной обработки. Однако, вовремя гидроразрыва в пласт закачивается жидкость разрыва, жидкость проппантоноситель и жидкость задавливания/продавливания. Все они привносят в пласт инородные загрязняющие вещества. Но поскольку закачка изначально предполагает захоронение в пласт большого количества сторонних веществ, то факт загрязнения пласта жидкостями, применяемыми при гидроразрыве, здесь не рассматривается. Тем не менее на подземные воды эксплуатируемого пласта будет оказано воздействие - будет увеличено поглощение сточных вод водоносным горизонтом поскольку пористость отложений области гидроразрыва будет значительно увеличена. При этом ареол распространения закачанных сточных вод будет более локализован за счет увеличения пористости и трещиноватости вмещающих пород, нежели это будет при обычном нагнетании (без гидроразрыва).

Гидроразрыв в значительной степени повышает потенциал/приемистость нагнетательных скважин и оттягивает момент необходимости бурения новой нагнетательной скважины для достижения производственных целей, что имеет ***значительный положительный эффект*** не только с экономической, но и с экологической точки зрения.

При ***бурении скважины*** наиболее опасными для почвогрунтов и первого от поверхности водоносного горизонта является буровой раствор, отработанный буровой раствор, буровой шлам, буровые сточные воды. В составе отработанного бурового раствора, бурового шлама, буровых сточных вод обычно отмечается повышенное содержание органических веществ всех классов, в т.ч. нефти и нефтепродуктов, растворимых солей, мелкодисперсных и коллоидных фракций, большое количество тяжелых металлов. Современные буровые комплексы весьма тщательно оборудованы необходимыми приспособлениями, не позволяющими попаданию этих буровых растворов/шламов/сточных вод в окружающую среду.

Для предупреждения осложнений, связанных с целостностью ствола скважины, по опыту прошлых лет могут быть предусмотрены два типа бурового раствора: раствор на углеводородной основе, полимерный ингибированный буровой раствор, для приготовления

которых используется масса реагентов. Многие из них являются токсичными и попадание в грунты крайне нежелательно. Наиболее сильным потенциальным загрязнителей почво-грунтов и подземных вод верхнего водоносного комплекса могут быть буровые сточные воды. Буровые сточные воды представляют собой многокомпонентные устойчивые суспензии, содержащие нефть и нефтепродукты, минеральные и органические вещества, находящиеся в них в виде взвесей в растворенном и коллоидном состоянии. В растворенном виде в них присутствуют минеральные соли натрия, калия, кальция, магния и растворенные в воде химреагенты. Основными загрязнителями буровых сточных вод являются взвешенные частицы, 80 % которых имеют размеры 2 мкм. Устойчивость последних дополнительно усиливается химреагентами, стабилизирующими водоглинистые суспензии. Таким образом, представленный состав буровых сточных вод свидетельствует о довольно высоком уровне их загрязненности и требует принятия специальных мер, исключающих загрязнения ими объектов среды.

Техническим проектом бурения скважины будет предусмотрен необходимый комплекс мероприятий, исключающих осложнения при бурении скважин и, тем самым, исключающих попадание и проникновение буровых растворов, отработанных буровых растворов, извлекаемых при опробовании вод и т.д. в почво-грунты и далее в подземные воды верхнего горизонта. Также поскольку верхним горизонтом в районе обоих полигонов является горизонт слабопроницаемых преимущественно глинистых отложений мощностью порядка 10 м, то есть защищенность горизонта высокая, поэтому говорить о загрязнении подземных вод верхнего горизонта при бурении нет основания, тем более что площадка под буровое оборудование покрывается бетонными плитами, а бурение будет безамбарным.

В штатном режиме производства буровых работ перетоки между водоносными горизонтами исключены, поскольку будет обеспечена надежная изоляция и разобщение водоносных горизонтов при высоком качестве цементирования.

Современные буровые растворы, промывочные жидкости являются сложными по химическому составу. Проникновение их при бурении в стенки скважины естественно не может не загрязнять прискважинное пространство. Однако дальность проникновения этих растворов незначительна, не предвидятся значительные поглощения, а потому рассматривать такой фактор воздействия как источник загрязнения подземных вод вряд ли имеет основание.

На завершающем этапе строительства скважины производится испытание перспективных интервалов. Испытание характеризуется кратковременным изменением гидродинамических характеристик пласта, которые после проведения испытания возвращаются в исходное состояние. Пластовая вода высокоминерализованная (для подземных вод триаса в пределах месторождения характерна минерализация до 230-260 г/л). Извлекаемые при опробовании пластовые воды утилизируются/вывозятся, что является основанием для суждения об отсутствии воздействия этих вод на верхние интервалы земли.

Воздействие намечаемых работ по ***строительству скважин*** на подземные воды в критериях оценки выглядит следующим образом:

Для верхнего водоносного горизонта:

- пространственный масштаб воздействия – *локальный (*1 балл);
- временной масштаб – *кратковременный* (1 балл);
- интенсивность воздействия – *незначительная* (1 балл);
- интегральная оценка выражается 1 балл – воздействие ***низкое***.

Для глубоких горизонтов:

- пространственный масштаб воздействия – *локальный (*1 балл);

- временной масштаб – *кратковременный* (1 балл);
- интенсивность воздействия – *незначительная* (1 балл);
- интегральная оценка выражается 1 балл – воздействие ***низкое***.

Воздействие эксплуатации полигонов

Полигон №2 эксплуатируется с 2003 г. В отчете о возможных воздействиях рассматривается воздействие эксплуатации полигонов на подземные воды по состоянию на конец 2021 г. по результатам мониторинговых исследований. По результатам моделирования определено воздействие на подземные воды на перспективу – 2022-2037 гг. На Полигоне №2 имеется представительная сеть мониторинговых скважин. Фактическое количество наблюдательных скважин на эксплуатируемые горизонты триаса (6 скв.), на резервный (Резервуар II – 2 скв.), буферный (Резервуар I – 1 скв.), юрский (1 скв.) и акчагыльский горизонты (5 скв.) – всего 15 скважин. Наблюдательная сеть оценивается как достаточная.

Мониторинговыми исследованиями оценивается изменение следующих гидрогеологических параметров водоносных пластов:

- статический уровень столба жидкости в скважинах;
- пластовые давления, пластовые температуры;
- химический состав проб воды с устья скважины;
- химический состав проб воды отобранной из интервала установки фильтра или перфорированного интервала.

Полигон №2 работает в штатном режиме – роста устьевого и пластового давления выше допустимой величины (Рдоп = 100 бар) для эксплуатируемых пластов не отмечается. Пластовые давления практически во всех наблюдательных скважинах имеют очень незначительный рост, составляющий менее 3-4 бар. Установившейся уровень подземных вод эксплуатируемого горизонта в наблюдательных скважинах находится на глубине 50-70 м, то есть поднялся на 5-20 м, самоизлива в скважинах за счет поднятия уровня не отмечается. Столь малая величина подъема уровней и повышения пластовых давлений в наблюдательных скважинах за довольно продолжительный срок эксплуатации свидетельствует о том, что при таком режиме эксплуатации пласт может эксплуатироваться довольно продолжительное время, что также было доказано моделированием.

Фронт сточных вод на настоящий момент не распространился не только за пределы Горного отвода, но и за пределы местоположения большинства наблюдательных скважин. Еще в 2013 г. сточные воды достигли наблюдательной скважины РП-7, расположенной на расстоянии порядка 500 м от области нагнетания. (С 2014 г. скважина РП-7 переведена в нагнетательный фонд). Факт достижения сточными водами скважины РП-7 был отмечен по значительному снижению минерализации подземных вод с 285 г/дм^3 в 2010 г. до 258 г/дм^3 в 2013 г. (Минерализация сточных вод на начало эксплуатации полигона составляла 3-40 г/дм^3. И именно с такой минерализацией сточные воды в эти годы дошли до скважины РП-7).

Есть предположение о достижении сточными водами скважины 431 еще в 2020 г. (согласно моделированию, сточные воды должный дойти до этой скважины к 2023 г.). Только дальнейшими мониторинговыми наблюдениями может быть подтвержден предполагаемый вывод.

Дальность распространения сточных вод от нагнетательных скважин на настоящий момент по результатам моделирования не превышает 500-700 м (рис. 4.4.) от области нагнетания. В перспективе сточные воды распространятся максимум до скважины 424 и 431 (если стоки еще не дошли до этой скважины). До остальных наблюдательных скважин (25, 908, 36, 20,

425), расположенных на больших расстояниях от области нагнетания, сточные воды не дойдут и на конец срока эксплуатации (2037 г.) (рис. 4.4.б).

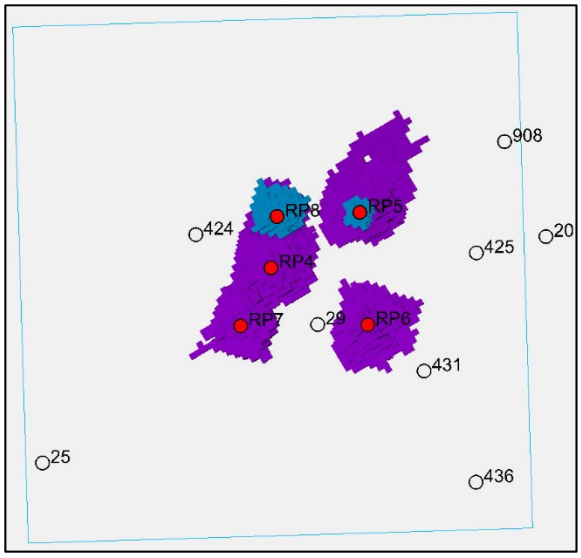


Рисунок 4.4 а. Схема распространения фронта промсточных вод по состоянию на 31 октября 2020 года (голубой – Резервуар II, фиолетовый - Резервуар III)

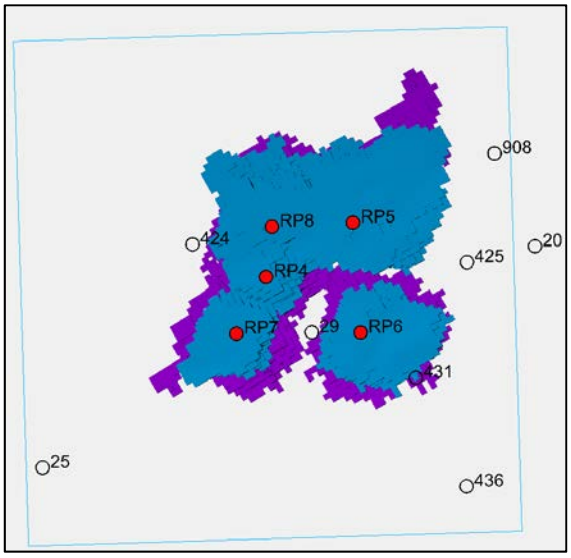
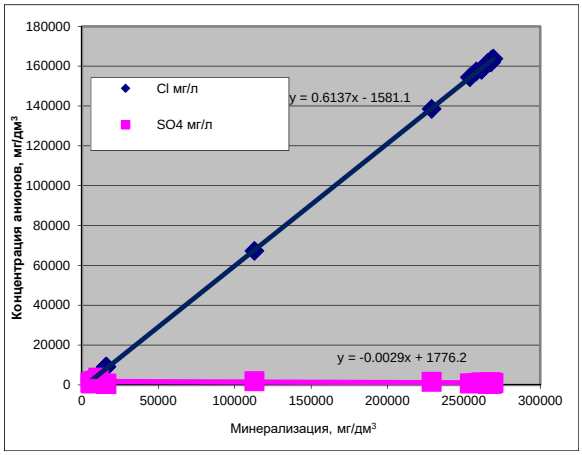


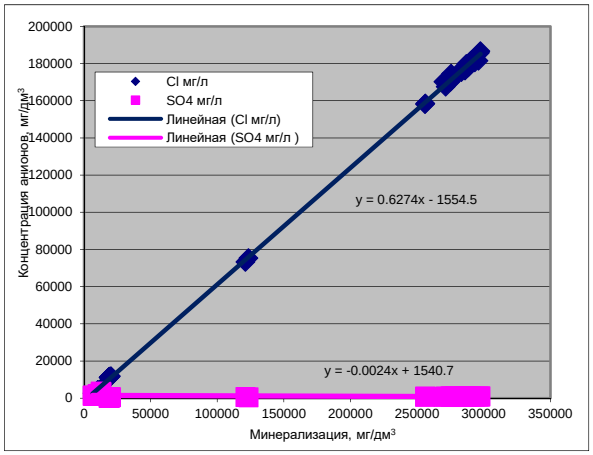
Рисунок 4.4 б. Положение фронта сточных вод по состоянию на конец срока эксплуатации 2037 гг.

Модельные решения относительно дальности распространения сточных вод по водоносному горизонту свидетельствуют и результаты интерпретации данных мониторинга подземных вод. Результаты мониторинга показали, что во всех наблюдательных скважинах (кроме РП-7) Полигона №2 отмечается стабильность/неизменность химического состава (рис. 4.5). Рисунок показывает, что соотношение компонентов макрососта и минерализации характеризуется стабильностью и неизменностью, о чем свидетельствует постоянство угловых коэффициентов, приведенных на соответствующих графиках. Это говорит об отсутствии на настоящий момент влияния закачки на общий химический состав подземных вод в районе удаленных наблюдательных скважин и не достижении этих скважин фронтом сточных вод.

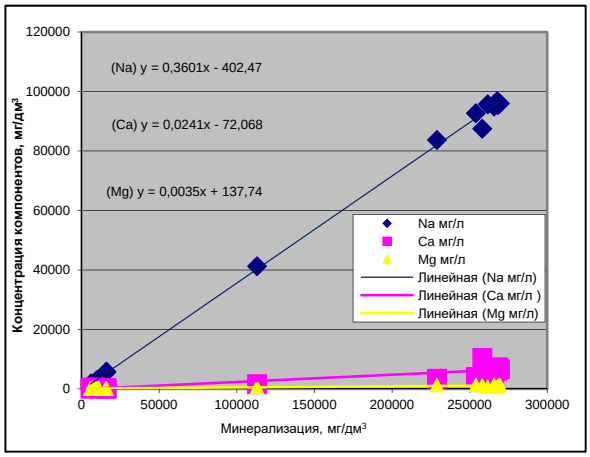
Что касается микрокомпонентного состава подземных вод глубоких горизонтов, то до 2017 г. содержание микрокомпонентов по всем наблюдательным скважинам оставалось в пределах некоторых средних величин и не отмечалось тенденции их изменения. С 2017 года, когда сменилась лаборатория, практически по всем скважинам наблюдается незначительный рост или наоборот снижение компонента, что привело к смене отсутствия тренда изменения концентраций компонента на наличие положительного или отрицательного тренда. Для примера здесь приведен график изменения лития и меди (рис.4.6). В силу наличие факта смены лаборатории можно говорить, что эти тренды изменения концентрации микрокомпонентов являются «ложными». Причин для изменения микрокомпонентного состава подземных вод в наблюдательных скважинах нет. Более того, содержание микрокомпонентов в подземных водах триасового горизонта значительно выше содержания микрокомпонентов в сточных водах, так что дополнительного привноса микрокомпонентов в подземные воды в результате закачки не происходит.



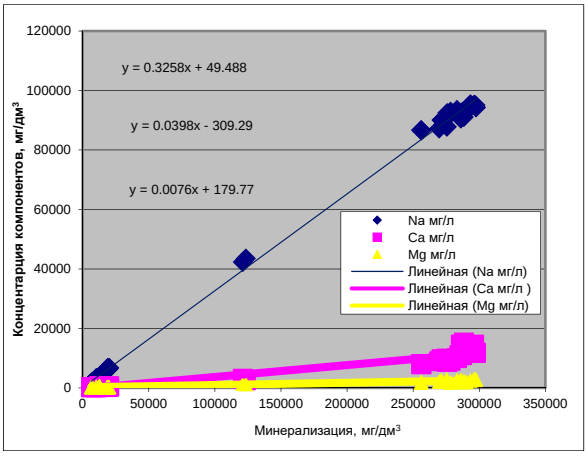
2013 г.



2021 г.

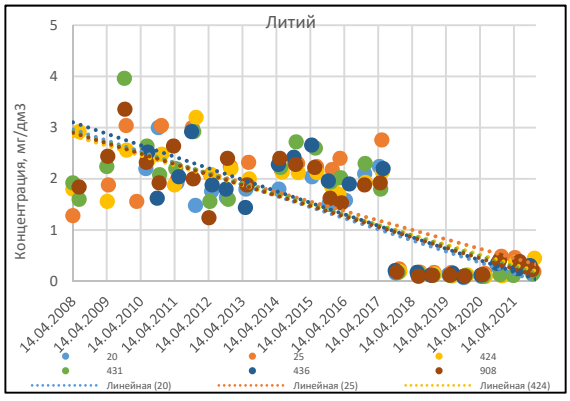


2013 г.



2021 г.

Рисунок 4.5. Сопоставление содержания анионов и катионов в подземных водах Полигона №2 в 2013 году и в 2021 г.



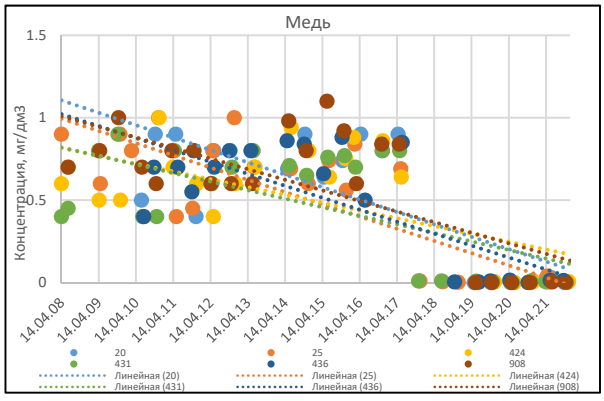


Рисунок 4.6. Динамика изменения микрокомпонетов (лития, медь) в подземных водах глубоких горизонтов

Наиболее характерным загрязняющим веществом в сточных водах Полигона №2 являются ***нефтепродукты***. Кроме того, в подземных водах так же обнаружен ***метанол,*** который в стоках Полигона №2 появился только после перенаправления потока с УКПГ-3 в январе 2021 года, а до этого периода данный компонент для КПК был не характерен.

Средние значения содержания ***нефтепродуктов*** в отобранных пробах из контрольно-наблюдательных скважин Полигона №2 за 2013-2021 гг. представлено на рисунке 4.7. Работой доказано, что содержание нефтепродуктов в пробах подземных вод наблюдательных скважин определяется не только их естественным содержанием в водоносном горизонте, но и попаданием смазки в пробы при их отборе. Несмотря на меры, принимаемые КПО для «чистого» отбора проб (снижение частоты профилактических работ по обслуживанию ФА наблюдательных скважин с одного раза в год до одного раза в три года), полностью исключить проблему загрязнения отбираемых проб пока не всегда удается. Привнос загрязнений (смазки) в отобранные пробы делает необходимым корректировку результатов анализов на величину привнесенного загрязнения для определения природного содержания нефтепродуктов в подземных водах наблюдательных скважин.



Рисунок 4.7. Общее содержание нефтепродуктов (среднегодовое) в пробах, отобранных в наблюдательных скважинах Полигона №2. А) – глубокие водоносные горизонты; Б) – скважины акчагыльского горизонта

В подземных водах как глубоких горизонтов, так и акчагыльского отмечается наличие метанола в пределах менее 0,2 до 0,4 мг/дм^3 в подземных водах верхнего горизонта и редко до 0,8 мг/дм^3 в подземных водах триаса (для сведения: ПДК по метанолу равно 3,0 мг/дм^3). Для сточных вод, направляемых на Полигон №2, метанол до 2021 г. был не характерен. Его наличие в подземных водах обусловлено исключительно историческими причинами - использованием метанола при бурении глубоких скважин.

Говорить о возможности попадания сточных вод в верхние горизонты, нет основания. Герметичность затрубного пространства нагнетательных скважин, около которых расположены данные наблюдательные скважины Г-4 – Г-8, обеспечена.

Оценка воздействия на подземные воды ***глубоких горизонтов на перспективу***, в частности ***на пластовое давление***, исходя из принятых оценочных критериев, выглядит следующим образом:

- пространственный масштаб воздействия – *ограниченный (*2 балл);
- временной масштаб – *многолетний* (4 балл);
- интенсивность воздействия (слабая) – *незначительная* (1 балл);
- интегральная оценка выражается 8 баллами – воздействие ***низкое***.

Оценка воздействия на подземные воды ***глубоких горизонтов*** (***на химизм подземных вод***):

- пространственный масштаб воздействия – *локальный (*1 балл);
- временной масштаб – *многолетний* (4 балл);
- интенсивность воздействия (слабая) – *умеренное* (3 балл);
- интегральная оценка выражается 12 баллами – воздействие ***среднее***.

Оценка воздействия на подземные воды ***верхнего горизонта*** (***на химизм подземных вод***):

- пространственный масштаб воздействия – *локальный (*1 балл);
- временной масштаб – *многолетний* (4 балл);
- интенсивность воздействия (слабая) – *незначительная* (1 балл);
- интегральная оценка выражается 4 баллами – воздействие ***низкое***.

Выше приведена оценка воздействия на подземные воды намечаемых проектом работ, а также дальнейшей эксплуатации полигонов, то есть приведены возможные изменения состояния подземных вод и в критериях предлагаемой оценки воздействия приведена степень этого воздействия. Однако, для глубоких горизонтов (не пригодных ни для каких целей – наш случай) приведенное воздействие относительно изменения качества подземных вод нельзя рассматривать как загрязнение, на что, собственно, и сделан акцент в п.3 ст. 212 нового ЭК. А потому приведенная оценка воздействия на подземные воды глубоких горизонтов в части изменения их химизма в рамках комплексной оценки не должна рассматриваться как загрязнение подземных вод.

Оценка воздействия закачки на месторождения подземных вод долины р. Илек (Обсуждение рекомендаций КЭРК на Заявление о намечаемой деятельности)

п.3 Заключения **об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду (**Номер: KZ51VWF00056567 Дата: 05.01.2022) на Заявление о намечаемой деятельности (Увеличение объемов закачки на Полигоне №2 КНГКМ) гласит: «Согласно информации ***ближайшие*** населенные пункты, расположенные ***недалеко*** от месторождения Карачаганак (поселки Успеновка, Каракемпир, Жанаталап, Карачаганак, Дмитров, Жарсуат, Приуральный, Жетыкши, Облавское и др.) снабжаются водами из одиночных скважин или колодцев. Необходимо предоставить данные о систематических лабораторных наблюдениях за качеством воды в скважинах, родниках, колодцах в соответствии с п. 84 Методики и включить их в мониторинг производственного экологического контроля».

Перечисленные населенные пункты осуществляют забор воды из одиночных скважин или колодцев для собственных хозяйственно-бытовых нужд. На большинстве этих водозаборах силами эксплуатирующих организаций (возможно по договору с Жайыкгидрогеологией) ведется режим подземных вод за качеством и уровнем подземных вод. На рис. 4.8 показано пространственное положение зоны СЗЗ, а в табл. 4.2. приведено расстояние выше названных населенных пунктов от Полигонов закачки, (что не позволяет относить их к ближайшим населенным пунктам).

Таблица 4.2 Расстояние от границы СЗЗ КНГКМ до ближайших населенных пунктов Наименование населенного пункта

Расстояние от границы СЗЗ до ближайших населенных пунктов Наименование населенного пункта	Расстояние от границы СЗЗ до населенного пункта, м
Жарсуат	4317
Жанаталап	2887
Карашыганак	3287
Каракемпир	4778
Приуральное	6660
Димитрово	4812
Успенка	6278

Закачка промстоков на КНГКМ производится в глубокозалегающие поглощающие водоносные горизонты верхнепермских и триасовых отложений (более 2000-2500 метров), которые надежно изолированы четырьмя мощными водонепроницаемыми экранами и не взаимосвязаны с вышележащими водоносными горизонтами, из которых производится забор воды на хозяйственно-бытовые и питьевые нужды. В связи с чем, закачка не оказывает отрицательного воздействия на состояние подземных и поверхностных вод. Степень гидрогеологической закрытости и геоэкологической безопасности участков полигонов закачки промстоков обоснована в ходе геологоразведочных и доразведочных работ. По результатам мониторинговых работ определено, что сточные воды, закачиваемые в глубокие горизонты, распространились по эксплуатируемому водоносному горизонту по состоянию на 2021 г. на расстояние 200-300 м на Полигоне №1 и 500-700 м - на Полигоне №2. На конец срока эксплуатации (2037 г.) фронт сточных вод в триасовом водоносном горизонте распространится не более чем на 1000-1500 м (результаты моделирования).

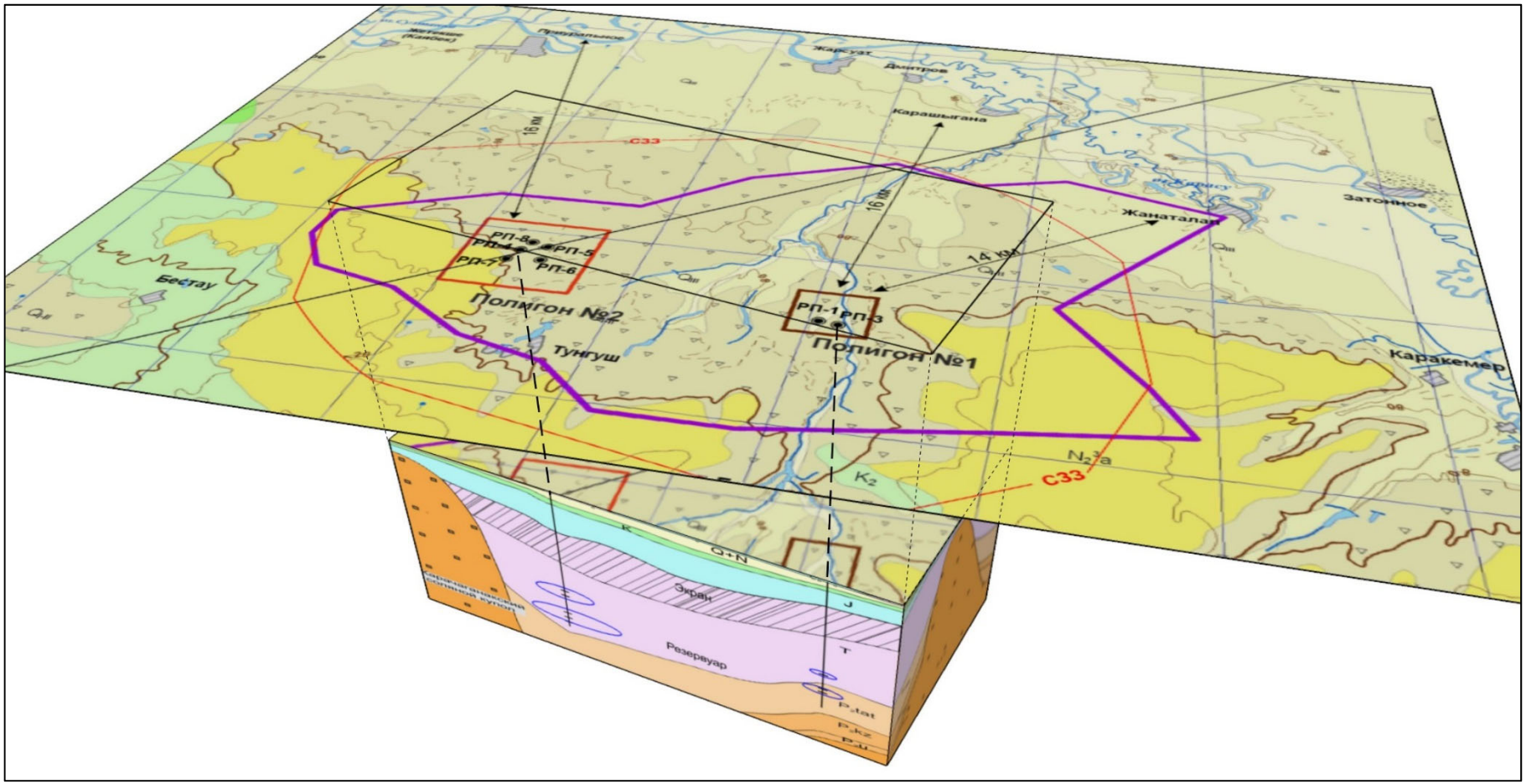


Рисунок 4.8. Схема расположения населенных пунктов в долине р. Илек относительно местоположения полигонов закачки КНГКМ и интервалов закачки в перспективные горизонты триаса (Полигон №2) и пермь-триаса (Полигон №1)

По вертикали сточные воды не выйдут за пределы триасовых отложений (то есть не поднимутся с глубин 1600-2500 м), то есть не попадут в вышезалегающие горизонты, поскольку нагнетаемые горизонты перекрыты мощной толщей водоупорных/непроницаемых отложений. Даже в районе расположения самих полигонов не отмечается воздействия сточных вод на верхний водоносный горизонт. Об этом свидетельствуют данные режима подземных вод верхнего горизонта в районе полигонов. Воздействие на подземные воды верхнего горизонта возможно только, если будет нарушена сплошность затрубного пространства нагнетательных скважин и будут отмечаться перетоки стоков в верхние горизонты по затрубному пространству. На настоящий момент каждая нагнетательная скважина имеет рядом расположенную наблюдательную скважину на верхний горизонт. По этим скважинам по хим. составу подземных вод верхнего горизонта может отслеживаться факт загрязнения подземных вод верхнего горизонта. В настоящее время загрязнения верхних горизонтов в районе полигонов не отмечается.

На месторождении реализован проект создания площадной сети, по результатам которого пробурены и оборудованы 37 наблюдательных скважин глубиной от 10 до 72 м. 21 скважина пробурены для изучения взаимосвязи грунтовых вод с поверхностными водотоками (р. Березовка) и водоемами (б. Кончубай) в пределах санитарно-защитной зоны. 16 скважин пробурены и оборудованы по периферии месторождения на границе СЗЗ, позволяющие получать оперативную информацию и дать своевременную оценку состоянию подземных вод. По результатам анализа мониторинга по данным скважинам влияние производственной деятельности объектов КНГКМ (в том числе и полигонов закачки) через подземные воды за пределы СЗЗ не выявлено.

Ориентировочные нормативы сбросов загрязняющих веществ, отводимых со сточными водами в подземные горизонты

Нормируемыми показателями промсточных вод являются 11 показателей: нефтепродукты, взвешенные вещества, сероводород, метанол, сульфаты, сульфиды, хлориды, железо общее, медь, алюминий, цинк. Нормативы первых трех показателей приняты равными технологическим показателям, установленными Технологическими регламентами установок КПК и УКПГ. Перечень остальных показателей (кроме метанола) определен перечнем показателей, для которых Налоговым кодексом установлены ставки платы. Поскольку сточные воды УКПГ-3, содержащие метанол, с 2021 г. перенаправляются на КПК для дальнейшего их захоронения, метанол также включен в перечень нормируемых показателей промсточных вод, направляемых на Полигон №2. Метанол, как нормируемый показатель сточных вод, направляемых на Полигон №1, исключен из этого перечня также в результате переориентировки стоков на КПК. По перечисленным показателям, кроме технологических показателей, нормативы предложены в количествах равных максимальным величинам этих показателей, определенных по результатам мониторинга сточных вод за последние три года или исходя из тренда изменения компонента в сточной воде, например, хлориды. По этому компоненту отмечается стабильный рост со временем, в том числе и на перспективу. Исходя из планируемых объемов промсточных вод, направляемых на Полигоны №2 и №1 в 2023 г. в количестве 1100 тыс. $м^3$/год и 120,0 тыс. $м^3$/год соответственно, предлагаемые допустимые сбросы составят: 119228,81 т/год и 10427,26 т/год для Полигона №2 и Полигона №1 соответственно.

4.5. ПОЧВЫ И РАСТИТЕЛЬНОСТЬ

Основным антропогенными факторами воздействия на почвенный и растительный покров при проведении проектируемых работ по «Дополнению № 3 к проекту закачки…» (КРС, гидроразрывы, кислотные обработки, а также бурение, испытание и демонтаж буровых установок) будут физические и химические факторы воздействия.

Строгое выполнение технических решений и соблюдение мероприятий по охране и защите почвенного слоя обеспечит минимальное антропогенное воздействие на него как от механических нарушений, так и от химического загрязнения. В районе проведения работ нет редких видов или исчезающих растительных сообществ, которые бы требовали особой охраны.

Эксплуатация полигонов закачки никакого влияния на почвенный и растительный покров не окажет.

Таким образом, воздействие проектируемых работ по «Дополнению №3 к проекту закачки …» на почвенный и растительный покров будет следующим:

- Пространственный масштаб воздействия – ***локальный*** (1 балл), т.к. площадь воздействия до 1 км^2;
- Временной масштаб воздействия – ***кратковременный*** (1 балл), т.к. продолжительность отдельных видов проектных работ (КРС, гидроразрыв, бурение нагнетательной или мониторинговой скважины) не превысят 6-и месяцев;
- Интенсивность воздействия – ***слабая*** (2 балла);
- Интегральная оценка – ***низкая*** значимость воздействия (2 балла).

4.6. ЖИВОТНЫЙ МИР

В настоящее время существующие Полигоны закачки оказывают слабое и локальное воздействие на животный мир территории. Площадки нагнетательных и наблюдательных скважин занимают небольшие участки (~2 га) площади, на которой большую часть времени не проводится никакой визуально-наблюдаемой деятельности, которая могла бы оказать отпугивающее действие на животных. Площадки скважин огорожены, что препятствует проникновению на их территорию крупных животных. Постоянный технологический мониторинг позволяет поддерживать надлежащее санитарное состояние площадок, что гарантирует отсутствие на площадках мусора, видимых следов загрязнений.

Позвоночные животные на территории Полигона отсутствуют. Данный район практически не используется животными и птицами для питания, гнездования или для других целей. Это объясняется высокой степенью нарушенности растительности (выкос), высоким уровнем деятельности человека на площадке, а также отсутствием ценных мест обитания. В целом, воздействие на животный мир от проектируемых работ оценивается следующим образом:

- Пространственный масштаб воздействия – ***ограниченный*** (2 балла), когда площадь воздействия до 10 км^2;
- Временной масштаб – ***кратковременный*** (1 балл), т.к. продолжительность отдельных видов проектных работ (КРС, гидроразрыв, бурение нагнетательной или мониторинговой скважины) не превысят 6-и месяцев;
- Интенсивность воздействия – ***слабая*** (2 балла);
- Интегральная оценка выражается ***4 баллами – низкая*** *значимость воздействия***.**

4.7. ВОДОХОЗЯЙСТВЕННАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ

Проектом предполагается, что во время проведения работ, рабочие будут проживать во временных лагерях не далеко от места проведения работ. Для бытового обслуживания и организации трёхразового питания обслуживающего персонала на период работ на каждой скважине имеются собственные вагончики с умывальниками, унитазами и комнатами для приёма пищи. Приготовление пищи на буровых площадках не предусмотрено, готовая пища доставляется из городка буровиков.

Питьевые нужды рабочих будут обеспечиваться подрядной организацией – привозная бутилированная вода. Доставка пресной воды для хозяйственно-бытовых нужд рабочих будет осуществляться специальным автотранспортом из магистрального водовода питьевой воды. Вода для хозяйственных целей закачивается в аккумулирующие ёмкости в вагончиках.

Водоснабжение для технических нужд производится автоцистернами из технического водовода месторождения. Хранение воды будет осуществляться в специальных резервуарах на площадках.

Данные о количестве необходимых жидкостей, реагентов и проппантов будут уточнены в соответствии с выполненным моделированием процесса ГРП и на этапе лабораторных испытаний, по процедуре КПО и программы КРС на данную скважину. В которых также будет разработан план на случай непредвиденных ситуаций.

Полигон № 1

Дополнительных технических решений касательно водохозяйственной деятельности этого полигона в настоящем проекте (Дополнение №3) не предусматривается. В рамках основного Проекта будут продолжаться мониторинговые работы на наблюдательных скважинах и кислотные обработки существующих нагнетательных скважин.

Полигон № 2

Водопотребление и водоотведение по вариантам реализации проектных решений различаются не значительно, главным образом в расчетах на 2025 год: по варианту 1 – никаких дополнительных работ к основному проекту не намечено; по подварианту 2а – КРС скв. 9835 и бурение скв. Г-9; по подварианту 2б – бурение скв. РП-9 и бурение скв. Г-9. В остальные годы расчеты вариантов проектных решений по водохозяйственной деятельности идентичны. На рис. 4.9. представлена динамика изменения водоотведения по годам и по вариантам.

Принятые проектные решения по сбору сточных вод сводят до минимума возможность загрязнения ими подстилающей поверхности и прилегающей территории. Сброс производственных и хозяйственно-бытовых сточных вод в поверхностные водные объекты и на рельеф местности не планируется. Таким образом, воздействие на все компоненты окружающей среды, образуемых сточных вод, полностью исключено.

4.8. ОТХОДЫ ПРОИЗВОДСТВА И ПОТРЕБЛЕНИЯ

В расчетах образования отходов, образующихся в процессе реализации Дополнения №3 с учетом основного Проекта закачки сточных вод по вариантам есть небольшие отличия по расчетам на 2025 г. В остальные годы по вариантам и подвариантам проектных решений различия в объемах образования отходов незначительны (см. рис. 4.10).

При реализации всех проектных решений по Дополнению № 3 к проекту закачки (буровые работы, капитальный ремонт скважин (КРС), гидроразрыв пласта в рамках КРС, техническое обслуживание и мелкий ремонт оборудования/ агрегатов/ механизмов, приготовление буровых растворов, жизнедеятельность персонала) будут образовываться отходы производства и потребления.

В принятой системе оценок, при реализации всех мероприятий, принятых по системе управления отходами, для всех вариантов реализации проектных решений, оценка воздействия на компоненты окружающей среды (почвенный и растительный покров, подземные воды) будет следующей:

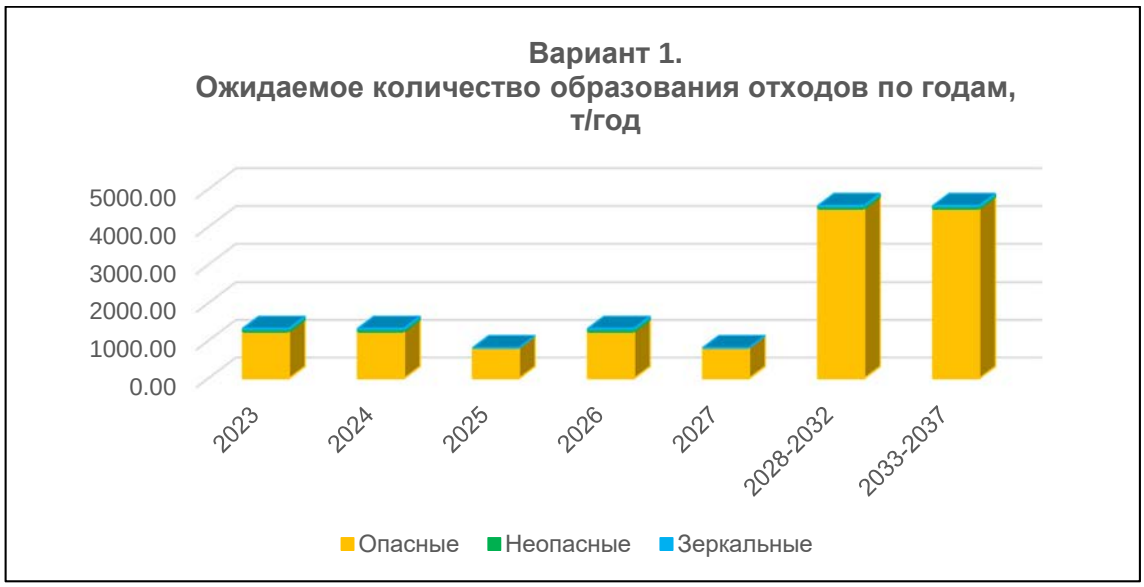
- Пространственный масштаб воздействия – ***локальный*** – 1 балл, площадь воздействия до 1 км^2;

- Временной масштаб воздействия – ***многолетнее воздействие*** (продолжительность воздействия более 3-х лет) – 4 балла;
- Интенсивность воздействия (обратимость изменения) – ***незначительная*** – 1 балл.

Интегральная оценка воздействия (суммарная значимость воздействия) – 4 балла – **низкая**. Оценивая потенциальный ущерб окружающей среде, возможный при обращении с отходами, можно констатировать, что отрицательное воздействие от них будет незначительным, так как учтены все негативные моменты и предложены пути их устранения.



Рисунок 4.9. Динамика изменений объемов образования сточных вод по годам по варианту 1 и подвариантам 2а и 2б



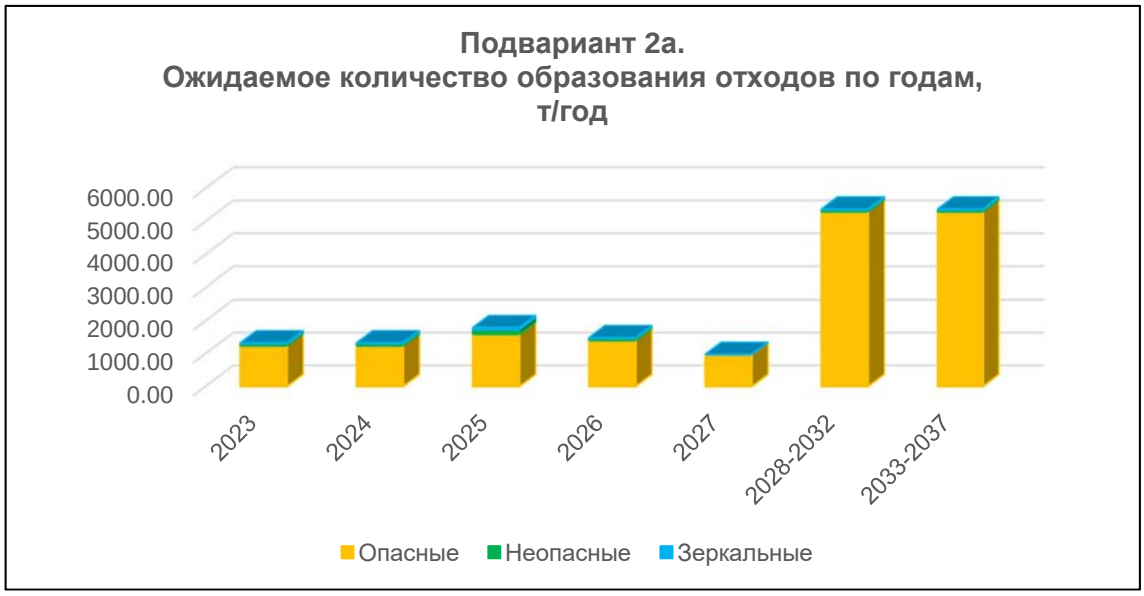




Рисунок 4.10. Динамика изменений объемов образования отходов по годам по варианту 1 и подвариантам 2а и 2б

4.9. КОМПЛЕКСНАЯ ОЦЕНКА НА КОМПОНЕНТЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

Ожидаемые воздействия не будут выходить за пределы ***низкого*** уровня негативных последствий, за исключением воздействия эксплуатации полигонов закачки на химизм глубоких горизонтов подземных вод (см. табл. 4.3). Что, в целом, свидетельствует о допустимости проектируемой деятельности.

Воздействие на компоненты окружающей среды не изменяется в зависимости от двух вариантов и двух подвариантов варианта 2 реализации проектируемых работ, будет одинаковым для всех вариантов и подвариантов.

Говоря об интенсивности воздействия на компоненты окружающей среды от отдельных операций можно сделать вывод, что воздействие на все рассматриваемые компоненты окружающей среды будет незначительным. Воздействие закачки промстоков в штатном режиме на Полигонах закачки на атмосферный воздух, поверхностные воды, флору и фауну, образование и обращение с отходами производства и потребления *не ожидается*.

Таким образом, анализ покомпонентного интегрального воздействия на окружающую среду позволяет сделать вывод о том, что проектируемые работы будут проводиться в пределах уже существующих площадок Полигонов подземного захоронения промышленных стоков и не окажут значимого негативного воздействия на окружающую среду.

Таблица 4.3 Комплексная оценка воздействия проектируемых работ по Дополнению № 3 к проекту закачки

Компоненты среды. Источники и виды воздействия	Значимость воздействия
Атмосферный воздух	
Выбросы загрязняющих веществ при КРС, гидроразрыве пласта, переводе скв. 9835, строительстве скв. РП-9 и Г-9	*Низкая*
Геологическая среда	
Эксплуатация полигонов закачки – изменение гидродинамического, геостатического, гидрохимического, геотермического полей, активизация физ.-хим. процессов.	*Низкая*
КРС скважин (дополнительная перфорация скважин) – остаточные нарушения сплошности пласта	*Низкая*
Строительство нагнетательной и наблюдательной скважины – прискважинные деформации, поглощение бурового раствора	*Низкая*
Гидроразрыв – формирование трещин, удерживаемых проппантом, отсутствие нарушения буферного горизонта	*Низкая*
Поверхностные воды	
Воздействие отсутствует – сбросы сточных вод в реки, загрязнение приречных территорий не предполагаются	-
Подземные воды	
КРС +ГРП скважин – увеличение проницаемости отложений, увеличение пористости за счет чего будет увеличение поглощения сточных вод.	*Низкая*
Строительство нагнетательной скважины – поглощение бурового раствора может сказаться на качестве вод верхнего водоносного горизонта	*Низкая*
Эксплуатация полигонов закачки – рост пластового давления глубоких горизонтов	*Низкая*
Формирование линзы сточных вод (изменение химизма глубоких горизонтов).	*Средняя*
Изменение химизма верхнего горизонта в процессе эксплуатации полигона не предполагается	-
Почвенный покров	
Механическое воздействие	*Низкая*
Химическое загрязнение	*Низкая*
Растительность	
Механическое воздействие	*Низкая*
Химическое загрязнение	*Низкая*
Животный мир	
Эксплуатация полигонов закачки	*Низкая*

Компоненты среды. Источники и виды воздействия	Значимость воздействия
Факторы беспокойства от антропогенной активности	*Низкая*
Физическое присутствие машин и механизмов	*Низкая*
Водохозяйственная деятельность	
Эксплуатация полигонов закачки	*Низкая*
Загрязнение сточными водами	*Низкая*
Сброс сточных вод в поверхностные воды и на рельеф	*Низкая*
Физические факторы	
Шум	*Низкая*
Вибрации	*Низкая*
Электромагнитное излучение	*Низкая*
Отходы производства и потребления	
Буровые работы, капитальный ремонт скважин (КРС), гидроразрыв пласта в рамках КРС, техническое обслуживание и мелкий ремонт оборудования/ агрегатов/ механизмов, приготовление буровых растворов, жизнедеятельность персонала	*Низкая*

Реализация намечаемой деятельности не окажет никакого негативного ***трансграничного*** воздействия на окружающую среду на территории другого государства в связи с отсутствием близлежащих границ других государств от территории Полигонов закачки и КНГКМ в целом. Возможные кумулятивные воздействия от проектируемых работ будут рассчитаны и рассмотрены на последующих стадиях проектирования в составе проектов НДС, НДВ и ПУО от всех объектов КНГКМ на соответствующий год.

Интегральная оценка воздействия (суммарная значимость воздействия)	
Низкая (1-8)	***Изменения среды в рамках естественных изменений (кратковременные и обратимые). Рецепторы имеют низкую чувствительность***
Средняя (9-27)	***Изменения в среде превышает цепь естественных изменений. Среда восстанавливается без посторонней помощи частично***
Высокая (28-64)	***Изменения среды значительно выходят за рамки естественных изменений. Воздействие большого масштаба, особенно в отношении ценных/чувствительных ресурсов***

5. ВЕРОЯТНОСТНЫЕ АВАРИИ

При реализации технических решений «Дополнения №3 к проекту закачки…» возможны следующие виды аварийных ситуаций: аварийные ситуации при бурении и ремонте нагнетательных и наблюдательных скважин (аварии с бурильной колонной, аварии с обсадными трубами, падение сторонних предметов в скважину и поглощение бурового и цементного раствора, разлив бурового раствора); аварии на временных хранилищах ГСМ; аварии при проведении гидроразрыва пласта, а также аварийные ситуации, связанные с собственно закачкой промстоков (аварии, связанные с повреждениями трубопроводной системы и эксплуатацией нагнетательных скважин на Полигонах закачки). Вероятность возникновения перечисленных аварий от маловероятной до редкой. Однако теоретическая вероятность события существует, и для минимизации последствий подобных ситуаций должен быть разработан детальный технический план ликвидации аварии, сценарии действия членов буровых бригад, проведены учения и подготовлены необходимые средства и материалы для реабилитации нарушенных участков. Предупреждение и профилактика возможных аварий являются основным аспектом обеспечения безопасности.

Анализируя результирующие уровни экологического риска для каждого сценария аварий при реализации технических решений «Дополнения №3 к проекту закачки…», можно утверждать, что в основном они не выходят за рамки низкого уровня экологического риска.

Такие аварии не повлияют на состояние почв, подземных вод, животного и растительного мира, а также на здоровье человека.

6. ВОЗМОЖНЫЕ НЕОБРАТИМЫЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ

Прогнозирование растекания линзы сточных вод по водоносному горизонту после прекращения закачки сточных вод.

Эксплуатация полигонов закачки планируется до 2037 г. После прекращения закачки давления в пласте быстро восстановятся. Однако ореолы/линзы сточных вод будут существовать очень продолжительное время (десятки лет). После прекращения закачки еще какое-то время линзы сточных вод будут растекаться по водоносному горизонту со скоростями, обусловленными градиентами горизонтальных напоров, сформировавшимися в результате закачки. Время восстановления пластовых давлений определяется коэффициентом пьезопроводности (а) эксплуатируемого горизонта, который для напорных глубоких водоносных горизонтов составляет n* 10^{-5} - n* 10^{-6} $м^2$/сут. Скорость восстановления пластовых давлений достаточно высока – месяцы. После выравнивания пластовых давлений растекание линзы сточных вод будет весьма замедленным, поскольку скорости продвижения подземных вод глубоких горизонтов в естественных условиях составляют порядка нескольких см/год (законы гидродинамики глубоких горизонтов, характеризующиеся весьма замедленными скоростями водообмена). По сути линзы будут практически локализованы на глубинах более 2,0-2,5 км. Из практики гидрогеологической науки растекание линзы в глубоких водоносных горизонтах может осуществляться десятилетиями и самое главное, вряд ли сточные воды дойдут до периферии Карачаганакской мульды в обозримом будущем, где, с весьма малой вероятностью, они могли бы по контакту соли и отложений выйти в вышележащий водоносный горизонт и, тем более, на дневную поверхность.

Изменение химизма подземных вод локального участка полигона можно считать необратимым воздействием. Однако, такое воздействие никоим образом не повлияет ни на одну из экосистем.

7. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Итак, воздействие выше приведенных факторов в силу их вероятности, частоты, продолжительности, сроков выполнения работ, пространственного охвата, места его осуществления не приведет к деградации экологических систем, истощению природных ресурсов, не приведет к нарушению экологических нормативов качества окружающей среды, не приведет к ухудшению условий проживания людей и не приведет к ухудшению состояния территории, а потому каких-либо мер по предотвращению, сокращению, смягчению выявленных/возможных воздействий намечаемой деятельности на окружающую среду не предусматривается.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

а) Нормативные

1. Водный кодекс Республики Казахстан от 9 июля 2003 года №481-II *(с изменениями и дополнениями по состоянию на 07.03.2022 г.).*
2. Гидрогеоэкологический контроль на полигонах закачки промышленных сточных вод. (Методическое руководство). РД 51-31323949-48-2000 (Газпром).
3. Закон Республики Казахстан «О гражданской защите», утв. приказом Президента РК от 11 апреля 2014 года № 188-V ЗРК *(с изменениями и дополнениями от 24.11.2021 г.).*
4. Инструкция по организации и проведению экологической оценки, утв. приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов РК от 30.07.2021 г. №28 *(с изменениями и дополнениями от 26.10.2021 г.).*
5. Классификатор отходов, утвержденный приказом и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 6 августа 2021 года №314.
6. Кодекс Республики Казахстан от 2 января 2021 года № 400-VI «Экологический кодекс Республики Казахстан» *(с изменениями и дополнениями от 27.12.2021 г.).*
7. Кодекс Республики Казахстан от 25 декабря 2017 года №120-VI "О налогах и других обязательных платежах в бюджет (Налоговый кодекс)" *(с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.08.2019 г.).*
8. Кодекс Республики Казахстан от 27 декабря 2017 года №125-VI "О недрах и недропользовании" *(с изменениями и дополнениями по состоянию на 02.04.2019 г.).*
9. Кодекс Республики Казахстан от 7 июля 2020 года № 360-VI «О здоровье народа и системе здравоохранения» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 11.01.2022 г.).
10. Кодекс Республики Казахстан от 9 января 2007 года № 212-III "Экологический кодекс Республики Казахстан" *(с изменениями и дополнениями по состоянию на 11.04.2019 г.).*
11. Межгосударственный стандарт ГОСТ 30773-2001 «Ресурсосбережение. Обращение с отходами. Этапы технологического цикла. Основные положения».
12. Межгосударственный стандарт ГОСТ 30775-2001 «Ресурсосбережение. Обращение с отходами. Классификация, идентификация и кодирование отходов. Основные положения».
13. Методика разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления» приложение №16 к приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан № 100 от 18 апреля 2008 года.
14. Методики расчета объемов образования эмиссий (в части отходов производства, сточных вод) от бурения скважин» приказ и.о. Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 3 мая 2012 года № 129-п.
15. Методические указания по проведению оценки воздействия хозяйственной деятельности на окружающую среду, утв. приказом Министра охраны окружающей среды РК от 29.10.2010 г. №270-п.

16. Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности, утв. приказом Министра по инвестициям и развитию РК от 30 декабря 2014 года №355 (с изменениями и дополнениями от 22.11.2019 г.).

17. Правила приема сточных вод в системы водоотведения населенных пунктов, утвержденные Приказом Министра национальной экономики Республики Казахстан от 20 июля 2015 года №546.

18. Правила проведения общественных слушаний, утв. приказом и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов РК от 03.08.2021 г. №286 *(с изменениями от 26.10.2021 г.)*

19. Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 10 марта 2021 года № 63 «Об утверждении Методики определения нормативов эмиссий в окружающую среду».

20. Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 25 июня 2021 года № 212 «Об утверждении Перечня загрязняющих веществ, эмиссии которых подлежат экологическому нормированию».

21. Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года №280 «Об утверждении Инструкции по организации и проведению экологической оценки» *(с изменениями и дополнениями от 26.10.2021 г.).*

22. Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 15 июня 2018 года №239 "Об утверждении Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр".

23. ПСТ РК 10-2014 «Месторождения нефтяные и газонефтяные. Методика расчета нормативов образования и размещения отходов.

24. Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления, утв. Приказом и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 25 декабря 2020 года №ҚР ДСМ-331/2020.

25. Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к водоисточникам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов» (утверждены приказом Министра национальной экономики Республики Казахстан 16 марта 2015 года № 209).

26. СП РК 4.01-101-2012 «Внутренний водопровод и канализация зданий и сооружений» (с изменениями от 25.12.2017 г.).

27. СТ РК 1662-2007 Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству.

б) Опубликованные

28. Асанбаев И.К. Антропогенные изменения почв и их экологические последствия. Алматы: Институт почвоведения, 1998.

29. Боревский Б.В., Самсонов Б.Г, Язвин Л.С. Методика определения параметров водоносных горизонтов по данным откачек. М., "Недра", 1979, 326 с.

30. Гаев А.Н. Подземное захоронение сточных вод на предприятиях газовой промышленности. -Л: Недра, 1981 - 167 с.

31. Гидрогеологические исследования для захоронения промышленных сточных вод в глубокие водоносные горизонты (методические указания) / Под. Ред. К.И. Антоненко и Е.Г. Чаповского. - М.: 1994. - 282 с. Недра, 1976. - 311 с.

32. Гидрогеологические исследования для обоснования подземного захоронения промышленных стоков. Под ред. В.А. Грабовникова - М.: Недра, 1993. - 335 с.

33. Гольдберг В.М., Скворцов Н.П., Лукьянчикова Л.Г. Подземное захоронение промышленных сточных вод. -М.: Недра, 1994, - 282 с.

34. Земельные ресурсы Республики Казахстан. Астана, 2006.

35. Информационный бюллетень о состоянии окружающей среды ЗКО за 2018-2021 гг., РГП «Казгидромет».

36. Кадыров О.Р. Принципы наилучших доступных технологий применительно к глубинной закачке избыточных рассолов. Журнал Химическая техника №3, 2017.

37. Рачковская Е.И., Огарь Н.П., Марынич О.В. Редкие растительные сообщества степей Казахстана и их охрана // Степной бюллетень: Новосибирск, № 3-4, 1999.

38. Снакин В.В., Алябина И.О., Кречетов П.П. Экологическая оценка устойчивости почв к антропогенному воздействию /Известия РАН. Серия географическая, № 5, 1995.

в) Фондовые материалы "Запказнедра"

39. Алексеев В.Г. Результаты гидрогеологической съемки с инженерно-геологической съемкой и геологической съемкой дочетвертичных и четвертичных отложений масштаба 1:50 000 на участке Северный Аксай - Уральская гидрогеологическая экспедиция. Уральск, 1989 г.

40. Дмитров В.М. и др. Отчет о результатах гидрогеологической съемки листа М-39-XII масштаба 1:200 000 по работам Приуральной гидрогеологической партии за 1971-73 гг. Актобе, 1973 г.

41. Дмитров В.М. Отчёт по результатам гидрогеологической съёмки с инженерно-геологической съёмкой и геологической съёмкой дочетвертичных и четвертичных отложений масштаба 1:50 000 на участке Аксай. Актобе, 1987 г.

42. Кропп С.И. Отчет о проведении групповой геологической съемки масштаба 1:50000 с общими поисками на площади листов М-39-22-Г-б, г; 23-В, Г; 34-Б-б, г; 15-А, Б, В. Аэрогеология, Москва, 1990 г.

43. Хусаинов Т.Н. Отчет о результатах работ по объекту: "Гидрогеологическое изучение с инженерно-геологическими исследованиями листов М-39-V, VI, XI (приграничные 8807 кв. км Западно-Казахстанская область", выполненных в 2012-2014 гг. по программе 040 "Региональные, геолого-съемочные, поисково-оценочные и поисково-разведочные работы". ТОО "Жайыкгидрогеология", п. Подстепное, 2014 г.

г) Фондовые материалы КПО

44. Дополнение №1 к проекту закачки промышленных сточных вод КНГКМ в глубокозалегающие водоносные горизонты в части проведения дополнительных геологоразведочных (доразведки) и исследовательских работ на участке Полигона №1 (УКПГ-2 и УКПГ-3) и раздела ОВОС к нему с целью корректировки (увеличения) проектных объемов закачиваемых промышленных стоков. Алматы, 2017 г.

45. Дополнение №2 к проекту закачки промышленных сточных вод Карачаганакского НКГМ в глубокозалегающие водоносные горизонты в части корректировки проектных показателей и раздела ОВОС", Алматы, 2019 г., ТОО "SED".

46. Дополнение №3 к проекту закачки промышленных сточных вод Карачаганакского НКГМ в глубокозалегающие водоносные горизонты в части корректировки проектных показателей, Аксай/Алматы, 2022 г., ТОО "SED".

47. Заключение о совместимости сильнозагрязненных и высоко минерализованных сточных вод Карачаганакского ГКМ с пластовой водой и горной породой поглощающих горизонтов полигона захоронения. Оренбург. 1988 г.

48. Заключение о технической невозможности обезвреживания и утилизации промстоков Карачаганакского ГКМ, подлежащих подземному захоронению в глубокие поглощающие горизонты. Оренбург, 1988 г.

49. Заключение по исследованию совместимости реальных промстоков УКПГ-16 КНГКМ с пластовой водой поглощающего горизонта. ВУНИПИгаз. Оренбург, 1989 г.

50. Ибрагимов Ф.Ф. Отчет о результатах геологоразведочных работ под строительство нового полигона захоронения промстоков Карачаганакского НГКМ, выполненных АОЗТ №КПО Б.В." в 2001-2003 гг., Аксай, 2004 г.

51. Информационный отчет за 2010 год по результатам мониторинга состояния подземных вод проводимого на участках ПЗП и в зоне техногенной загазованности Карачаганакского НГКМ. - Аксай, 2011 г., 74 с.

52. Информационный отчет за 2011 год по результатам мониторинга состояния подземных вод проводимого на участках ПЗП и в зоне техногенной загазованности Карачаганакского НГКМ. - Аксай, 2012 г., 80 с.

53. Информационный отчет по результатам мониторинга подземных вод проводимого на участках ПЗП и в зоне техногенной загазованности Карачаганакского НГКМ за 2006 г. - Аксай, 2007 г., 27 с.

54. Информационный отчет по результатам мониторинга состояния подземных вод на участках полигонов подземного захоронения промстоков и техногенной загазованности КНГКМ за 2014 год. Аксай, 2015 г., 147 с.

55. Информационный отчет по результатам мониторинга состояния подземных вод на участках полигонов подземного захоронения промстоков, зоны техногенной загазованности и площадной сети скважин по мониторингу грунтовых вод на КНГКМ и прилегающих территориях за 2015 г. Аксай, 2016 г.

56. Информационный отчет по результатам мониторинга состояния подземных вод на участках полигонов подземного захоронения промстоков, зоны техногенной загазованности и площадной сети скважин по мониторингу грунтовых вод на КНГКМ и прилегающих территориях за 2016 г. Аксай, 2017 г.

57. Информационный отчет по результатам мониторинга состояния подземных вод на участках полигонов подземного захоронения промстоков, зоны техногенной загазованности и площадной сети скважин по мониторингу грунтовых вод на КНГКМ и прилегающих территориях за 2017 г. Аксай, 2018 г.

58. Информационный отчет по результатам мониторинга состояния подземных вод на участках полигонов подземного захоронения промстоков, зоны техногенной

загазованности и площадной сети скважин по мониторингу грунтовых вод на КНГКМ и прилегающих территориях за 2018 г. Аксай, 2019 г.

59. Информационный отчет по результатам мониторинга состояния подземных вод на участках полигонов подземного захоронения промстоков, зоны техногенной загазованности и площадной сети скважин по мониторингу грунтовых вод на КНГКМ и прилегающих территориях за 2019 г. Аксай, 2020 г.

60. Информационный отчет по результатам мониторинга состояния подземных вод на участках полигонов подземного захоронения промстоков, зоны техногенной загазованности и площадной сети скважин по мониторингу грунтовых вод на КНГКМ и прилегающих территориях за 2020 г. Аксай, 2021 г.

61. Информационный отчет по результатам мониторинга состояния подземных вод на участках полигонов подземного захоронения промстоков, зоны техногенной загазованности и площадной сети скважин по мониторингу грунтовых вод на КНГКМ и прилегающих территориях за 2021 г. Аксай, 2022 г.

62. Информационный отчет по результатам мониторинга состояния подземных вод проводимого на участках ПЗП и в зоне техногенной загазованности Карачаганакского НГКМ за 2009 г. - Аксай, 2010 г., 68 с.

63. Информационный отчет по результатам мониторинга состояния подземных вод проводимого на участках ПЗП и в зоне техногенной загазованности Карачаганакского НГКМ за 2012 год - Аксай, 2013 г., 105 с.

64. Обследование производства, обзор современных технологических решений по возможности снижения концентрации сероводорода в нефтесодержащих сточных водах УКПГ-3, выдача рекомендаций. ТОО "SED", Алматы 2017 г.

65. Основные сведения о скважинах РП для улучшения характеристик закачки, (KPO-RP-RPE-REP-00118-E), 2017 г.

66. Отчет "ЭНИ" по исследованию на совместимость промстоков с пластовой водой и горной породой (Well RP-4, RP-5 Karachaganak wells. Revision of water re- injection. КПО Б.В.), Аксай, 2007 г.

67. Отчет «Мониторинг почв и растительности на территории КНГКМ в 2019 г. ТОО «КАПЭ», 2019 г.

68. Отчет «Мониторинг фауны (наземные позвоночные животные) на территории КНГКМ в 2021 году (весна-осень). ТОО «Казэкопроект», 2021 г.

69. Отчет испытания поглотителя сероводорода в системе обработки водо-метанольной смеси УКПГ-3 DOCUMENT No: KPO-30-OPN-REP-00001-R, август 2018 г.

70. Отчет о научно-исследовательской работе определение класса опасности и индекса отходов предприятия Карачаганак Петролиум Оперейтинг Б.В. с составлением паспорта: шлам из призабойной зоны промсточных нагнетательных скважин. Аксай, 2017 г.

71. Отчет по исследованию на совместимость промстоков с пластовой водой и горной породой /Well RP-4 - Injectivity problems (LABO2003-T-RES-REL-005). "ENI", Лондон, КПО Б.В., Аксай,- Пер. с англ., 2003. 127 с.

72. Отчет по проведению авторского надзора за реализацией проектных решений по закачке промышленных сточных вод Карачаганакского НГКМ в

глубокозалегающие водоносные горизонты по состоянию на 1 апреля 2011 г., Аксай, 2011 г., ТОО "SED".

73. Отчет по проведению авторского надзора за реализацией проектных решений по закачке промышленных сточных вод Карачаганакского НГКМ в глубокозалегающие водоносные горизонты по состоянию на 1 апреля 2012 г., Аксай, 2012 г., ТОО "SED".

74. Отчет по проведению авторского надзора за реализацией проектных решений по закачке промышленных сточных вод Карачаганакского НГКМ в глубокозалегающие водоносные горизонты по состоянию на 1 апреля 2013 г., Алматы, 2013 г., ТОО "SED".

75. Отчет по проведению авторского надзора за реализацией проектных решений по закачке промышленных сточных вод Карачаганакского НГКМ в глубокозалегающие водоносные горизонты по состоянию на 1 апреля 2014 г., Алматы, 2014 г., ТОО "SED".

76. Отчет по проведению авторского надзора за реализацией проектных решений по закачке промышленных сточных вод Карачаганакского НГКМ в глубокозалегающие водоносные горизонты по состоянию на 1 апреля 2015 г., Алматы, 2015 г., ТОО "SED".

77. Отчет по проведению авторского надзора за реализацией проектных решений по закачке промышленных сточных вод Карачаганакского НГКМ в глубокозалегающие водоносные горизонты по состоянию на 1 апреля 2016 г., Алматы, 2016 г., ТОО "SED".

78. Отчет по проведению авторского надзора за реализацией проектных решений по закачке промышленных сточных вод Карачаганакского НГКМ в глубокозалегающие водоносные горизонты по состоянию на 1 апреля 2017 г., Алматы, 2017 г., ТОО "SED".

79. Отчет по проведению авторского надзора за реализацией проектных решений по закачке промышленных сточных вод Карачаганакского НГКМ в глубокозалегающие водоносные горизонты по состоянию на 1 апреля 2018 г., Алматы, 2018 г., ТОО "SED".

80. Отчет по проведению авторского надзора за реализацией проектных решений по закачке промышленных сточных вод Карачаганакского НГКМ в глубокозалегающие водоносные горизонты по состоянию на 1 апреля 2019 г., Алматы, 2019 г., ТОО "SED".

81. Отчет по проведению авторского надзора за реализацией проектных решений по закачке промышленных сточных вод Карачаганакского НГКМ в глубокозалегающие водоносные горизонты по состоянию на 1 января 2009 г., Аксай, 2009 г., ТОО "SED".

82. Отчет по проведению авторского надзора за реализацией проектных решений по закачке промышленных сточных вод Карачаганакского НГКМ в глубокозалегающие водоносные горизонты по состоянию на 1 января 2010 г., Аксай, 2010 г., ТОО "SED".

83. Отчет по результатам детальной разведки полигона захоронения промышленных стоков КПК КНГКМ, выполненной в 2005-2007 гг.- 2007 г. 210 с.

84. Отчет по результатам дополнительных геологоразведочных работ (доразведки) и исследовательских работ на участке недр полигона подземного захоронения

промстоков №1 (УКПГ-3 и УКПГ-2) Карачаганакского НГКМ. Алматы, 2018 г., ТОО "SED".

85. Отчет по результатам дополнительных геологоразведочных работ (доразведки) и исследовательских работ на участке недр полигона подземного захоронения промстоков №2 (КПК) Карачаганакского НГКМ, Аксай/Алматы, 2021 г., ТОО "SED".

86. Отчет по теме "Лабораторные исследования керна триасовых отложений на совместимость промсточных вод с пластовыми водами и горными породами пласта-коллектора на полигоне ПЗП КПК" (контракт с ТОО АктюбНИГРИ №AP/D/18/1182), 2019 г.

87. Отчет энтомофауны на территории КНГКМ. 2020 г. ТОО «КАПЭ», 2020 г.

88. Отчеты по результатам производственного экологического контроля КПО для КНГКМ за 1-4 кв. 2018 г.

89. Отчеты по результатам производственного экологического контроля КПО для КНГКМ за 1-4 кв. 2019 г.

90. Отчеты по результатам производственного экологического контроля КПО для КНГКМ за 1-4 кв. 2020 г.

91. Отчеты по результатам производственного экологического контроля КПО для КНГКМ за 1-4 кв. 2021 г.

92. Презентация Модель триаса. Фронт распространения вод - данные по скважине РП-8. Июль 2013 г.

93. Программа мониторинга подземных вод на участке полигона ПЗП КПК Карачаганакского НГКМ на период 2005-2006 гг. - Аксай, 2005 г., 21 стр.

94. Программа мониторинга состояния подземных вод на участках полигонов подземного захоронения промстоков и в зоне техногенной загазованности КНГКМ на 2013-2015 гг., 2012 г.

95. Программа мониторинга подземных вод на участках полигонов подземного захоронения промстоков, зоны техногенной загазованности и площадной сети скважин по мониторингу грунтовых вод на КНГКМ и прилегающих территориях на 2016-2020 гг. Алматы, Аксай, 2015 г.

96. Программа мониторинга подземных вод на участках полигонов подземного захоронения промстоков, зоны техногенной загазованности и площадной сети скважин по мониторингу грунтовых вод на КНГКМ и прилегающих территориях на 2021-2025 гг. RPE-GES-PRG-GWM-00001-R.

97. Программа Производственного Экологического Контроля КПО для КНГКМ на 2021 год.

98. Проект закачки промышленных сточных вод КНГМ в глубокозалегающие водоносные горизонты, г. Алматы, 2008 г., отв. исполнитель Арефьев В.Н. ТОО "SED".

99. Проект на проведение геологоразведочных работ по доразведке участка недр полигона подземного захоронения промышленных сточных вод (ПЗП) КПК. Аксай, Алматы, 2020 г. ТОО "SED".

100. Проект нормативов предельно допустимых сбросов (ПДС) загрязняющих веществ, отводимых со сточными водами в подземные горизонты Карачаганакского НГКМ на 2016-2017 гг., Алматы 2015 г. ТОО "SED".

101. Проект нормативов предельно допустимых сбросов (ПДС) загрязняющих веществ, отводимых со сточными водами в подземные горизонты Карачаганакского НГКМ на 2018 г., Алматы, 2017 г. ТОО "SED".

102. Проект нормативов предельно допустимых сбросов (ПДС) загрязняющих веществ, отводимых со сточными водами в подземные горизонты Карачаганакского НГКМ на 2019 г. Алматы, 2018 г. ТОО "SED".

103. Проект нормативов предельно допустимых сбросов (ПДС) загрязняющих веществ, отводимых со сточными водами в подземные горизонты Карачаганакского НГКМ на 2020 г. Алматы, 2019 г. ТОО "SED".

104. Проект нормативов предельно допустимых сбросов, отводимых со сточными водами в подземные горизонты Карачаганакского нефтеконденсатного месторождения на 2021 г., Нур-Султан, 2020 г.

105. Проект нормативов предельно допустимых сбросов, отводимых со сточными водами в подземные горизонты Карачаганакского нефтеконденсатного месторождения на 2021 г., 2020 г. Корректировка, Нур-Султан, 2021 г.

106. Проект нормативов допустимых сбросов (ДС) загрязняющих веществ, отводимых со сточными водами в подземные горизонты КНГКМ на 2022 г. Нур-Султан, 2021 г.

107. Протокол результатов замера тестовых образцов (10 образцов) на установке Ultraperm-400, лаборатория ТОО "АктюбНИГРИ", 2015 г.

108. Рабочий проект «Строительство гидрометрических постов на реке Березовка и балке Кончубай Бурлинского района ЗКО РК». Раздел РООС.

109. СТО Газпром 2-3.5-041-2005. Каталог шумовых характеристик газотранспортного оборудования.

110. Технический отчет. Испытание биоцида RVO 7051 для технологической воды КПК - отчет по микробиологическому анализу, КПО, 2017 г.

111. Технологический регламент для Установки Комплексной Подготовки Газа 2 (KPO-20-OPN-TRE-00001-R), Аксай, 2019 г.

112. Технологический регламент для Установки Комплексной Подготовки Газа 3 (KPO-30-OPN-TE-00001-R), Аксай, 2020 г.

113. Технологический регламент на Карачаганакский Перерабатывающий Комплекс (KPO-50-OPN-TRE-00001-R), Аксай, 2020 г.

114. Шумы или библиотека шумов. http://www.rs-trade.ru/pages/noises.htm.