АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «МАТЕН ПЕТРОЛЕУМ»
ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«ПРОЕКТНЫЙ ИНСТИТУТ «OPTIMUM»

УТВЕРЖДАЮ:
Генеральный директор
АО «Матен Петролеум»
Tian Kejian
«__» _____ 2025 г.

КОРРЕКТИРОВКА ОТЧЕТА О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ К «ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ МАТИН»

Генеральный директор
ТОО «Проектный институт «OPTIMUM» **Б.К.Құрманов**

г. Актау, 2025 г

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ 8
1. ОПИСАНИЕ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ 11
1.1. Описание предполагаемого места осуществления намечаемой деятельности 11
1.1.1. Общая информация о месторождении 11
1.1.2. Характеристика природно-климатических условий района работ 15
1.1.3. Характеристика гидрографического строения района работ 20
1.1.3.1. Поверхностные воды 20
1.1.3.1. Подземные воды 22
1.1.3.1.1. Уточнение физико-химических свойств и состава пластовых вод 22
1.1.4. Характеристика геологического строения 32
1.1.5. Характеристика почвенного покрова 37
1.1.6. Характеристика растительного покрова 48
1.1.7. Характеристика видового состава животных 59
Наличие редких, исчезающих и занесенных в Красную книгу видов животных 64
1.1.8. Особо охраняемые природные территории и объекты историко-культурного наследия 65
1.2. Описание состояния окружающей среды 67
1.2.1. Современное состояние атмосферного воздуха 67
1.2.2. Современное состояние поверхностных и подземных вод 68
1.2.3. Современное состояние почвенного покрова 69
1.2.4. Радиационный контроль 71
1.2.5. Современные социально-экономические условия жизни местного населения, характеристика его трудовой деятельности 71
1.3. Описание изменений окружающей среды, которые могут произойти в случае отказа от начала намечаемой деятельности 74
1.4. Информация о категории земель и целях использования земель в ходе строительства и эксплуатации объектов, необходимых для осуществления намечаемой деятельности 74
1.5. Информация о показателях объектов, необходимых для осуществления намечаемой деятельности 78
1.5.1. Обоснование выделения объектов разработки 78
1.5.2. Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики 81
1.5.3. Технологические показатели вариантов разработки 82
1.5.4. Техника и технология добычи нефти и газа 91
1.5.4.1. Обоснование выбора рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования. Характеристика показателей эксплуатации скважин 91
1.5.5. Рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин 91
1.5.5.1. Система промыслового сбора 91
1.5.6. Требования к разработке программы по переработке (утилизации) газа 100
1.5.7. Применяемые технико-технологические решения при строительстве скважины 100
1.6. Описание планируемых к применению наилучших доступных технологий – для объектов I категории, требующих получения комплексного экологического разрешения в соответствии с пунктом 1 статьи 111 Кодекса 107
1.7. Описание работ по постутилизации существующих зданий, строений, сооружений, оборудования и способов их выполнения, если эти работы необходимы для целей реализации намечаемой деятельности 107
1.8. Информация об ожидаемых видах, характеристиках и количестве эмиссий в окружающую среду, иных вредных антропогенных воздействиях на окружающую среду, связанных со строительством и эксплуатацией объектов для осуществления рассматриваемой деятельности, включая воздействие на воды, атмосферный воздух, почвы, недра, а также вибрации, шумовые, электромагнитные, тепловые и радиационные воздействия 108

1.8.1. Оценка воздействия на атмосферный воздух 108
1.8.1.1. Характеристика источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу 108
1.8.1.2. Анализ расчетов выбросов загрязняющих веществ 122
1.8.1.3. Анализ расчетов рассеивания выбросов загрязняющих веществ 135
1.8.1.4. Определение нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ для объектов 138
1.8.1.5. Обоснование размера санитарно-защитной зоны 138
1.8.1.6. Оценка возможного воздействия на атмосферный воздух 138
1.8.1.7. Предложения по организации мониторинга и контроля за состоянием атмосферного воздуха 139
1.8.2. Оценка воздействия на водные ресурсы 141
1.8.2.1. Потребность в водных ресурсах для намечаемой деятельности на период строительства и эксплуатации, требования к качеству используемой воды 141
1.8.2.2. Характеристика источника водоснабжения, его хозяйственное использование, местоположение водозабора, его характеристика 141
1.8.2.3. Водный баланс объекта 142
1.8.2.4. Требования и рекомендации к системе ППД, качеству используемого агента 145
1.8.2.5. Рекомендации к технологии и технике приготовления и закачки рабочих агентов в пласт при применении методов повышения нефтеизвлечения 149
1.8.2.6. Оценка влияния объекта на поверхностные и подземные воды 151
1.8.2.7. Рекомендации по организации производственного мониторинга воздействия на подземные воды 153
1.8.3. Оценка воздействия на недра 154
1.8.3.1. Характеристика геологического строения 154
1.8.3.2. Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных пластов (горизонтов) и их неоднородности 159
1.8.3.3. Свойства и состав нефти, газа и воды 168
1.8.3.4. Запасы нефти и газа 187
1.8.3.5. Оценка воздействия на недра 201
1.8.3.6. Обоснование природоохранных мероприятий по сохранению недр 203
1.8.4. Оценка воздействия на земельные ресурсы и почвы 204
1.8.4.1. Состояние и условия землепользования, земельный баланс территории, намечаемой для размещения объекта 204
1.8.4.2. Характеристика ожидаемого воздействия на почвенный покров (механические нарушения, химическое загрязнение), изменение свойств почв и грунтов в зоне влияния объекта 205
1.8.4.3. Организация экологического мониторинга почв 207
1.8.5. Оценка воздействия на растительность 207
1.8.5.1. Характеристика факторов среды обитания растений, влияющих на их состояние 207
1.8.5.2. Характеристика воздействия объекта и сопутствующих производств на растительные сообщества территории 208
1.8.5.3. Обоснование объемов использования растительных ресурсов 209
1.8.5.4. Определение зоны влияния планируемой деятельности на растительность 209
1.8.5.5. Ожидаемые изменения в растительном покрове 209
1.8.5.6. Предложения по мониторингу растительного покрова 210
1.8.6. Оценка воздействия на животный мир 210
1.8.6.1. Характеристика воздействия объекта на видовой состав, численность фауны, ее генофонд, среду обитания, условия размножения, пути миграции места концентрации животных 210
1.8.6.2. Возможные нарушения целостности естественных сообществ, среды обитания, условий размножения, воздействие на пути миграции и места концентрации животных 212
1.8.6.3. Предложения по мониторингу животного мира 214

1.8.7. Оценка физических воздействий на окружающую среду 214
1.8.7.1. Оценка возможного теплового, электромагнитного, шумового, воздействия и других типов воздействия, а также их последствий 214
1.8.7.2. Тепловое излучение 215
1.8.7.3. Электромагнитное излучение 217
1.8.7.4. Шумы 220
1.8.7.5. Вибрация 225
1.8.7.6. Характеристика радиационной обстановки в районе работ, выявление природных и техногенных источников радиационного загрязнения 228
1.8.7.7. Мероприятия по снижению радиационного риска 230
1.9. Информация об ожидаемых видах, характеристиках и количестве отходов, которые будут образованы в ходе строительства и эксплуатации объектов в рамках намечаемой деятельности 231
1.9.1. Виды и объемы образования отходов 231
1.9.2. Особенности загрязнения территории отходами производства и потребления 237
1.9.3. Рекомендации по управлению отходами 240
2. ОПИСАНИЕ ЗАТРАГИВАЕМОЙ ТЕРРИТОРИИ С УКАЗАНИЕМ ЧИСЛЕННОСТИ ЕЕ НАСЕЛЕНИЯ, УЧАСТКОВ, НА КОТОРЫХ МОГУТ БЫТЬ ОБНАРУЖЕНЫ ВЫБРОСЫ, СБРОСЫ И ИНЫЕ НЕГАТИВНЫЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ 243
2.1. Социально-экономические условия Атырауской области 243
2.2 Современные социально-экономические условия жизни местного населения, характеристика его трудовой деятельности 243
2.3 Обеспеченность объекта в период строительства, эксплуатации и ликвидации трудовыми ресурсами, участие местного населения 247
2.4 Влияние намечаемого объекта на регионально-территориальное природопользование 247
2.5 Прогноз изменений социально-экономических условий жизни местного населения при реализации проектных решений объекта (при нормальных условиях эксплуатации объекта и возможных аварийных ситуациях) 248
2.6 Санитарно-эпидемиологическое состояние территории и прогноз его изменений в результате намечаемой деятельности 249
2.7 Предложения по регулированию социальных отношений в процессе намечаемой хозяйственной деятельности 249
3 ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ ВАРИАНТОВ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ С УЧЕТОМ ЕЕ ОСОБЕННОСТЕЙ И ВОЗМОЖНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, ВКЛЮЧАЯ ВАРИАНТ, ВЫБРАННЫЙ ИНИЦИАТОРОМ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ДЛЯ ПРИМЕНЕНИЯ, ОБОСНОВАНИЕ ЕГО ВЫБОРА, ОПИСАНИЕ ДРУГИХ ВОЗМОЖНЫХ РАЦИОНАЛЬНЫХ ВАРИАНТОВ, В ТОМ ЧИСЛЕ РАЦИОНАЛЬНОГО ВАРИАНТА, НАИБОЛЕЕ БЛАГОПРИЯТНОГО С ТОЧКИ ЗРЕНИЯ ОХРАНЫ ЖИЗНИ И (ИЛИ) ЗДОРОВЬЯ ЛЮДЕЙ, ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ 251
3.1. Технико-экономический анализ вариантов разработки, обоснование выбора рекомендуемого к утверждению варианта 251
3.2 Технологические и технико-экономические показатели вариантов разработки 254
3.2.1 Технологические показатели вариантов разработки 254
4 ВАРИАНТЫ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ 256
4.1 Различные сроки осуществления деятельности или ее отдельных этапов (начала или осуществления строительства, эксплуатации объекта, постутилизации объекта, выполнение отдельных работ) 256
4.2 Различные виды работ, выполняемых для достижения одной и той же цели 256

4.3 Различная последовательность работ 259
4.4 Различные способы планировки объекта (включаярасположение на земельном участке зданий и сооружении, мест выполнения конкретных работ) 261
4.5 Различные условия эксплуатации объекта (включая графики выполнения работ, влекущих негативные антропогенные воздействия на окружающую среду) 261
4.6 Различные условия доступа к объекту (включая виды транспорта, которые будут использоватьсядля доступа к объекту) 262
4.7 Различные варианты, относящиеся к иным характеристикам намечаемой деятельности, влияющие на характер и масштабы антропогенного воздействия на окружающую среду....263
5ВОЗМОЖНЫЙ РАЦИОНАЛЬНЫЙ ВАРИАНТ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ 264
5.1 Отсутствие обстоятельств, влекущих невозможность применения данного варианта, в том числевызванную характеристиками предполагаемого места осуществления намечаемой деятельности и другими условиями ее осуществления.....264
5.2 Соответствие всех этапов намечаемой деятельности, в случае ее осуществления по данному варианту, законодательству Республики Казахстан, в том числе в области охраны окружающей среды 264
5.3 Соответствие целям и конкретным характеристикам объекта, необходимого для осуществления намечаемой деятельности.....265
5.4 Доступность ресурсов, необходимых для осуществления намечаемой деятельности по данному варианту.....265
5.5 Отсутствие возможных нарушений прав и законных интересов населения затрагиваемой территории в результате осуществления намечаемой деятельности по данному варианту...265
6ИНФОРМАЦИЯ О КОМПОНЕНТАХ ПРИРОДНОЙ СРЕДЫ И ИНЫХ ОБЪЕКТАХ, КОТОРЫЕ МОГУТ БЫТЬ ПОДВЕРЖЕНЫ СУЩЕСТВЕННЫМ ВОЗДЕЙСТВИЯМ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ 267
6.1 Жизнь и (или) здоровье людей, условия их проживания и деятельности.....267
6.2 Биоразнообразие (в том числе растительный и животный мир, генетические ресурсы, природные ареалы растений и диких животных, пути миграции диких животных, экосистемы) 267
6.3 Земли (в том числе изъятие земель), почвы (в том числе включая органический состав, эрозию, уплотнение, иные формы деградации) 269
6.4 Воды (в том числе гидроморфологические изменения, количество и качество вод) 274
6.5 Атмосферный воздух (в том числе риски нарушения экологических нормативов его качества, целевых показателей качества, а при их отсутствии – ориентировочно безопасных уровней воздействия на него) 275
6.6 Сопротивляемость к изменению климата экологических и социально-экономических систем 276
6.7 Материальные активы, объекты историко-культурного наследия (в том числе архитектурные и археологические), ландшафты 277
7ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ (ПРЯМЫХ И КОСВЕННЫХ, КУМУЛЯТИВНЫХ, ТРАНСГРАНИЧНЫХ, КРАТКОСРОЧНЫХ И ДОЛГОСРОЧНЫХ, ПОЛОЖИТЕЛЬНЫХ И ОТРИЦАТЕЛЬНЫХ) НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ 279
7.1 Строительства и эксплуатации объектов, предназначенных для осуществления намечаемой деятельности, в том числе работ по постутилизации существующих объектов в случаях необходимости их проведения 279
7.2 Использование природных и генетических ресурсов (в том числе земель, недр, почв, воды, объектов растительного и животного мира – в зависимости от наличия этих ресурсов и места их нахождения, путей миграции диких животных, необходимости использования невозобновляемых, дефицитных и уникальных природных ресурсов).....280

8ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНЫХ КОЛИЧЕСТВЕННЫХ И КАЧЕСТВЕННЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭМИСИЙ, ФИЗИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, ВЫБОРА ОПЕРАЦИЙ ПО УПРАВЛЕНИЮ ОТХОДАМИ.....281
9ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНОГО КОЛИЧЕСТВА НАКОПЛЕНИЯ ОТХОДОВ ПО ИХ ВИДАМ 284
10 ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНЫХ ОБЪЕМОВ ЗАХОРОНЕНИЯ ОТХОДОВ ПО ИХ ВИДАМ, ЕСЛИ ТАКОЕ ЗАХОРОНЕНИЕ ПРЕДУСМОТРЕНО В РАМКАХ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ 286
11 ИНФОРМАЦИЯ ОБ ОПРЕДЕЛЕНИИ ВЕРОЯТНОСТИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИЙ И ОПАСНЫХ ПРИРОДНЫХ ЯВЛЕНИЙ, ХАРАКТЕРНЫХ СООТВЕТСТВЕННО ДЛЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ И ПРЕДПОЛАГАЕМОГО МЕСТА ЕЕ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ, ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВРЕДНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, СВЯЗАННЫХ С РИСКАМИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИЙ И ОПАСНЫХ ПРИРОДНЫХ ЯВЛЕНИЙ, С УЧЕТОМ ВОЗМОЖНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ИХ ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ И ЛИКВИДАЦИИ 287
11.1 Вероятность возникновения отклонений, аварий и инцидентов в ходе намечаемой деятельности 287
11.2 Вероятность возникновения стихийных бедствий в предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности и вокруг него.....287
11.3 Вероятность возникновения неблагоприятных последствий в результате аварий, инцидентов, природных стихийных бедствий в предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности и вокруг него 289
11.4 Все возможные неблагоприятные последствия для окружающей среды, которые могут возникнуть в результате инцидента, аварии, стихийного природного явления 289
11.5 Оценка воздействия аварийных ситуации на окружающую среду 291
11.6 Меры по предотвращению последствий инцидентов, аварий, природных стихийных бедствий, включая оповещение населения, и оценка их надежности 293
11.7 Планы ликвидации последствий инцидентов, аварий, природных стихийных бедствий, предотвращения и минимизации дальнейших негативных последствий для окружающей среды, жизни, здоровья и деятельности человека.....295
11.8 Профилактика, мониторинг и ранее предупреждение инцидентов аварий, их последствий, а также последствий взаимодействия намечаемой деятельности со стихийными природными явлениями.....296
12 ОПИСАНИЕ ПРЕДУСМАТРИВАЕМЫХ ДЛЯ ПЕРИОДОВ СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТА МЕР ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ, СОКРАЩЕНИЮ, СМЯГЧЕНИЮ ВЫЯВЛЕННЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, В ТОМ ЧИСЛЕ ПРЕДЛАГАЕМЫХ МЕРОПРИЯТИЙ ПО УПРАВЛЕНИЮ ОТХОДАМИ, А ТАКЖЕ ПРЕДЛАГАЕМЫХ МЕР ПО МОНИТОРИНГУ ВОЗДЕЙСТВИЙ.....298
12.1 Мероприятия по снижению негативного воздействия на атмосферный воздух 298
В СВЯЗИ СО СПЕЦИФИКОЙ ЗАПРОЕКТИРОВАННЫХ И ПРОИЗВОДИМЫХ РАБОТ НА ИСТОЧНИКАХ ВЫБРОСОВ ГАЗООЧИСТНЫЕ И ПЫЛЕУЛАВЛИВАЮЩИЕ УСТАНОВКИ ОТСУТСТВУЮТ. 299
12.2 Разработка мероприятий по регулированию выбросов в период особо неблагоприятных метеорологических условий.....299
12.3 Мероприятия по защите подземных вод от загрязнения и истощения 300
12.4 Обоснование природоохранных мероприятий по сохранению недр.....301
12.5 Мероприятия по снижению радиационного риска.....302
12.6 Планируемые мероприятия и проектные решения в зоне воздействия по снятию, транспортировке и хранению плодородного слоя почвы. Рекультивация земель 303

12.7 Рекомендации по сохранению растительных сообществ, улучшению их состояния, сохранению и воспроизводству флоры, в том числе по сохранению и улучшению среды их обитания 308
12.8 Мероприятия по предотвращению негативных воздействий на животный мир 309
12.9 Мероприятия по снижению негативного воздействия физических факторов 311
12.10 Мероприятия по управлению отходами 312
13 МЕРЫ ПО СОХРАНЕНИЮ И КОМПЕНСАЦИИ ПОТЕРИ БИОРАЗНООБРАЗИЯ 314
13.1 Основные определения по биологическому разнообразию 314
13.2 Мероприятия по предотвращению негативных воздействий на биоразнообразие, его минимизации, смягчению, оценка потерь биоразнообразия и мероприятия по их компенсации, а также по мониторингу проведения этих мероприятий и их эффективности 315
13.3 Мероприятия по предотвращению негативных воздействий на биоразнообразие 316
14 КОМПЛЕКСНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ И СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКУЮ СФЕРУ 318
14.1 Методика оценки воздействия на окружающую природную среду 318
14.2 Методика оценки воздействия на социально-экономическую сферу 320
14.3 Оценка воздействия на окружающую среду при нормальном (без аварий) режиме реализации проектных решений 322
14.4 Оценка воздействия объекта на социально-экономическую среду 326
15 ЦЕЛИ, МАСШТАБЫ И СРОКИ ПРОВЕДЕНИЯ ПОСЛЕПРОЕКТНОГО АНАЛИЗА 331
16 СПОСОБЫ И МЕРЫ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ НА СЛУЧАИ ПРЕКРАЩЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ 332
17 ОПИСАНИЕ МЕТОДОЛОГИИ ИССЛЕДОВАНИЙ И СВЕДЕНИЯ ОБ ИСТОЧНИКАХ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ, ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ПРИ СОСТАВЛЕНИИ ОТЧЕТА О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ 333
18 ОПИСАНИЕ ТРУДНОСТЕЙ, ВОЗНИКШИХ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ИССЛЕДОВАНИЙ И СВЯЗАННЫХ С ОТСУТСВИЕМ ТЕХНИЧЕСКИХ ВОЗМОЖНОСТЕЙ И НЕДОСТАТОЧНЫМ УРОВНЕМ СОВРЕМЕННЫХ НАУЧНЫХ ЗНАНИЙ 337
ПРИЛОЖЕНИЕ 1 – РАСЧЕТЫ ВЫБРОСОВ ЗЯГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ 339
ПРИЛОЖЕНИЕ 2 – ПАРАМЕТРЫ ВЫБРОСОВ ЗЯГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ 454
ПРИЛОЖЕНИЕ 3 – РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ РАССЕИВАНИЯ ЗЯГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРНОМ ВОЗДУХЕ В ВИДЕ КАРТ-СХЕМ ИЗОЛИНИЙ 465
ПРИЛОЖЕНИЕ 4 – КАРТА-СХЕМА РАЗМЕЩЕНИЯ ИСТОЧНИКОВ ВЫБРОСОВ 470
ПРИЛОЖЕНИЕ 5 - ФОНОВАЯ СПРАВКА С РГП «КАЗГИДРОМЕТ» ЗА 2023 ГОД 471
ПРИЛОЖЕНИЕ 6 – МЕМОРАНДУМ НА ОЗЕЛЕНЕНИЕ 474
ПРИЛОЖЕНИЕ 7 – КОПИЯ КОНТРАКТА НА ОСУЩЕСТВЛЕНИЕ ДОБЫЧИ НЕФТЕГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ МАТИН В ПРЕДЕЛАХ БЛОКА XXIV-15-A (ЧАСТИЧНО), В (ЧАСТИЧНО), РАСПОЛОЖЕННОГО НА ТЕРРИТОРИИ КЫЗЫЛКУГИНСКОГО РАЙОНА АТЫРАУСКОЙ ОБЛАСТИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН 476
ПРИЛОЖЕНИЕ 8 – КОПИИ ДОГОВОРОВ ПЕРЕДАЧИ ОТХОДОВ НА УТИЛИЗАЦИЮ 482
ПРИЛОЖЕНИЕ 9 – ГОСУДАРСТВЕННАЯ ЛИЦЕНЗИЯ НА ПРИРОДООХРАННОЕ ПРОЕКТИРОВАНИЕ 499

ВВЕДЕНИЕ

В 2024 году АО «Матен Петролеум» прошел согласование проекта разработки месторождения Матин» в ЦККР по состоянию на 01.01.2024 г., к которому был разработан ОВВ (заключение результатам оценки воздействия на окружающую среду №KZ50VVX00325709 от 20.09.2024г.).

«Корректировка Отчета о возможных воздействиях на окружающую среду (ОВВ)» к «Проекту разработки месторождения Матин» разработан руководствуясь пунктом 162 Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр, утвержденных Приказом №239 от 15.06.2018 года, требуется учет предельных количественных и качественных показателей эмиссий и количества накопления отходов по их видам в раннее проведенной оценке воздействия к проекту разработки месторождения «Матин» с увеличением на 10% по плану добычи нефти, в рамках договора, заключенного между АО «Матен Петролеум» и ТОО «ПРОЕКТНЫЙ ИНСТИТУТ «OPTIMUM».

Отчет о возможных воздействиях на окружающую среду (ОВВ) выполнен ТОО «ПРОЕКТНЫЙ ИНСТИТУТ «OPTIMUM», г. Актау, имеющим лицензию Министерства охраны окружающей среды РК 01678Р № 14009881 от 12.07.2014 года.

Заказчиком на проектирование и недропользователем месторождения Матин является АО «Матен Петролеум».

Цель составления проекта - совершенствование и обоснование рациональной системы разработки месторождения Матин. В связи с этим были рассмотрены 3 варианта разработки месторождения и проанализировав технико-экономическую, социальную и экологическую сферы был выбран наиболее выгодный вариант разработки месторождения.

Основная цель – оценка всех факторов воздействия на компоненты окружающей среды (ОС), анализ изменения качества ОС при реализации проектных решений - ввода объектов технологической схемы разработки месторождения Матин с учетом мероприятий по снижению и минимизации различных видов воздействий на компоненты окружающей среды и здоровье населения.

Для организации процесса выявления возможных существенных воздействий намечаемой деятельности на окружающую среду в ходе оценки воздействия на окружающую среду инициатор намечаемой деятельности подает в уполномоченный орган
в области охраны окружающей среды заявление о намечаемой деятельности.

Настоящий «Отчет о возможных воздействиях на окружающую среду (ОВВ)» к «Проекту разработки месторождения Матин» представляет собой анализ потенциального воздействия на природную и социально-экономическую среду.

Разработка «Отчета о возможных воздействиях на окружающую среду (ОВВ)»,

способствует принятию экологически ориентировочного управленческого решения о реализации намечаемой хозяйственной и иной деятельности посредством определения возможных неблагоприятных воздействий, оценки экологических последствий, выбора основных направлений мероприятий по охране окружающей среды реализации намечаемой деятельности.

Оценка воздействия на окружающую среду – процесс выявления, изучения, описания и оценки на основе соответствующих исследований возможных существенных воздействий на окружающую среду при реализации намечаемой деятельности, включающий в себя стадии, предусмотренные статьей 67 ЭК РК.

Организация экологической оценки включает организацию процесса выявления, изучения, описания и оценки возможных прямых и косвенных существенных воздействий (далее – существенные воздействия) реализации намечаемой и осуществляемой деятельности или разрабатываемого Документа на окружающую среду.

На этапе отчета о возможных воздействиях приведена характеристика природной среды в районе деятельности предприятия, рассмотрены основные направления хозяйственного использования территории и определены принципиальные позиции согласно, статьи 72 ЭК РК.

«Отчет о возможных воздействиях на окружающую среду (ОВВ)» включает следующие разделы:

- Сведения о предприятии и описание намечаемой деятельности в рамках проекта разработки;
- Характеристика современного состояния окружающей природной среды, антропогенного нарушения ее компонентов, ландшафтная характеристика, земельно-региональные особенности территории, характеристика природной ценности района проведения работ;
- Сведения о социально-экономической среде (хозяйственное положение, занятость трудоспособного населения и т.д.);
- Возможные виды воздействия вариантов намечаемой деятельности на окружающую среду при нормальном (штатном) режиме работы предприятия и при аварийных ситуациях;
- Анализ изменений окружающей и социально-экономической среды в процессе реализации намечаемой деятельности, включающий основные направления мероприятий по охране окружающей среды, укрупненную оценку возможного ущерба, а также предложения по организации и составу проведения специальных комплексных экологических исследований на месторождении;
- Ориентировочные объемы выбросов загрязняющих веществ и объемы образования отходов;

Отчет о возможных воздействиях выполнен в соответствии с нормативными

документами:

- Экологического Кодекса РК от 02.01.2021 г. №400-VI ЗРК;
- Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280 «Об утверждении Инструкции по организации и проведению экологической оценки»;
- Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 14 июля 2021 года № 250 «Об утверждении Правил разработки программы производственного экологического контроля объектов I и II категорий, ведения внутреннего учета, формирования и предоставления периодических отчетов по результатам производственного экологического контроля;
- Классификатор отходов (Приказ и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 6 августа 2021 года № 314).

1. ОПИСАНИЕ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

1.1. Описание предпологаемого места осуществления намечаемой деятельности

1.1.1. Общая информация о месторождении

Месторождение Матин открыто в 1986 году. Недропользователь АО «Матен Петролеум» согласно дополнению №11 от 22.02.2016 г. к контракту №41 от 02.07.1996 г. и лицензии Серии МГ №290-Д (нефть) осуществляет разработку нефтегазового месторождения. Дополнением №12 к контракту №41 от 02.07.1996 г. срок действия контракта продлен до 31.12.2043 г. (письмо исх. №04-11/ 251 – И от 07.04.2020 г.).

Нефтегазовое месторождение Матин расположено в юго-восточной части Прикаспийской впадины. В административном отношении находится в пределах Кзылкогинского района Атырауской области Республики Казахстан, в 32 км к северо-востоку от ст. Макат по железнодорожной линии Атырау – Кандагач. Районный центр пос. Миялы находится на расстоянии 120 км на северо-восток от месторождения. Областной центр г. Атырау расположен в 152 км к юго-западу от площади (рис. 1.1.1.1). Ближайшим населенным пунктом является село Жамансор, расположенное в 8,24 км юго-восточнее месторождения (рис.1.1.1.2).

В орографическом отношении район месторождения представляет слабовсхолмленную равнину. Абсолютные отметки рельефа колеблются от минус 1,3 м до плюс 3,32 м.

Гидрографическая сеть в пределах площади слабо развита. Многочисленные соры заполняются весной дождевыми и талыми водами, а летом пересыхают. Вода в сорах горько-соленая и пригодна только для технических целей. Источники питьевой воды отсутствуют. Снабжение пресной питьевой водой вахтового поселка производится со станции Макат.

Климат района резко континентальный, с большой амплитудой колебания сезонных и суточных температур, с сухим жарким летом и холодной зимой. Температура воздуха понижается зимой до -30°С в январе месяце, а самый жаркий месяц – июль с максимальной температурой +40°С. Среднегодовое количество осадков составляет 150-200 мм, которые выпадают, в основном, в течение осенне-зимнего сезона. Снеговой покров удерживается обычно с ноября до середины марта.

Растительность района полупустынная и представлена преимущественно белополынными травами, выгорающими в начале лета. Животный мир очень беден.

Дорожная сеть в районе работ представлена грунтовыми дорогами, пригодными для передвижения автотранспорта.

В экономическом отношении район сельскохозяйственный с животноводческим направлением, земледелие из-за сухости климата и засолонённости почв носит подсобный характер. Из полезных ископаемых распространены глины и пески.

Рисунок 1.1.1.1 – Обзорная карта

Рисунок 1.1.1.2 – Ближайший населенный пункт- село Жамансор, 8.24 км юго-восточнее месторождения

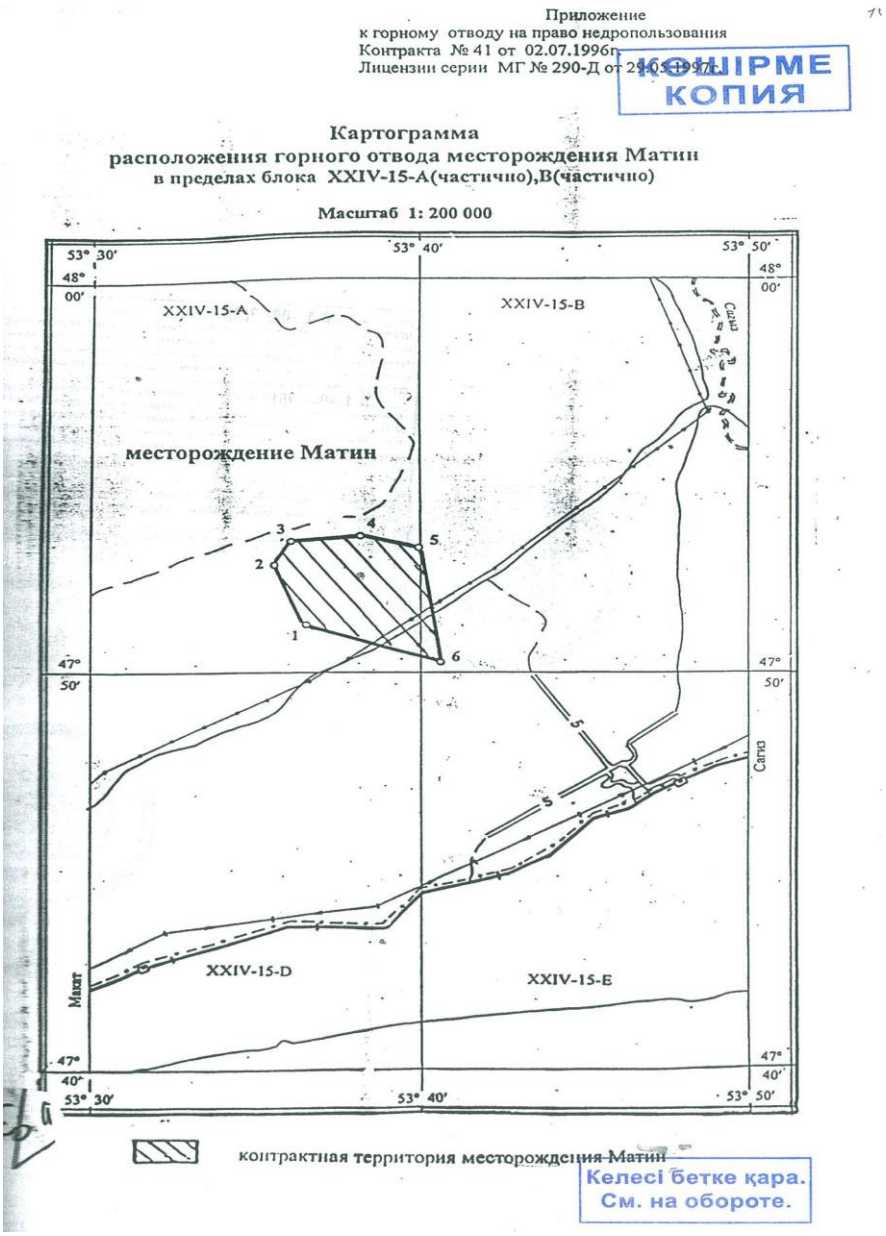
Рассматриваемый объект находится за границами водоохранных зон и полос поверхностных водоемов. (Рис.1.1.3.1) Необходимость установления – нет.

Горный отвод месторождения Матин расположен в Атырауской области. Площадь горного отвода составляет 25,183 км^2.

Географические координаты угловых точек отвода месторождения Матин представлены в таблице 1.1.1.1.

Таблица 1.1.1.1 - Координаты точек отвода

Угловые точки	Координаты горного отвода	
	Северная широта	Восточная долгота
1	47° 51' 15"	53° 36' 30"
2	47° 52' 45"	53° 35' 35"
3	47° 53' 20"	53° 36' 05"
4	47° 53' 30"	53° 38' 10"
5	47° 53' 10"	53° 40' 00"
6	47° 50' 15"	53° 40' 40"



1.1.2. Характеристика природно-климатических условий района работ

Климат района резко континентальный, с большой амплитудой колебания сезонных и суточных температур, с сухим жарким летом и холодной зимой.

Температура воздуха. На территории исследуемого района лето продолжительное и очень жаркое. Все три летних месяца днем на территории района преобладает погода, когда температура воздуха превышает +29,1 ºС и погоды жесткого перегрева, когда температура выше +33ºС. Самым жарким месяцем является август, когда в дневные часы температуры воздуха лежат в пределах +32-+34 ºС, снижаясь ночью до +19-+22 ºС. Абсолютный максимум 45-47 ºС.

Зимой преобладают антициклональный тип погоды и восточные и юго-восточные ветры.

Это снижает возможность для проникновения холодных арктических масс, поэтому средние месячные значения температур воздуха зимой относительно велики. Самым холодным месяцем является январь, но его средние месячные значения температур лежат в пределах минус 17,8 ºС. В ночные часы температура снижается до минус 9-11 ºС, а днем повышается до минус 1-4 ºС. Абсолютная минимальная температура минус 38 ºС.

Весна и осень в районе характеризуются быстрым переходом температур от морозных к жарким и наоборот. Это сезоны с частой сменой и неустойчивостью погод. Весной часты возвраты холода, осенью – ранние заморозки. Более благоприятным является осенний период, когда температуры воздуха и скорости ветра более часто лежат в комфортных пределах (менее 27,4 ºС и 3 м/с соответственно).

Ветер. Анализируемый район характеризуется малой повторяемостью штилевых, слабых и комфортных ветров. Повторяемость слабых ветров составляет 13% от всех зафиксированных скоростей, комфортных – 40%. Большую часть времени года ветры являются дискомфортно-активными. Скорости ветра в диапазоне 5-6 отмечаются в 45% случаев. Наиболее велики скорости ветра в зимне-весенний периоды года, когда даже средние месячные значения скоростей превышают 4 м/с. В этот же период наибольшую повторяемость имеют сильные ветры, скорость которых превышает 17 м/с. В среднем сильные ветры в этот период фиксируются в течение 4-5 дней в месяц.

Летом средние месячные скорости ветра несколько ниже. Они лежат в пределах 5,0 м/с. Наиболее вероятны сильные ветры в марте - апреле, наименее – в июне-июле- августе. Сильные ветры обычно имеют восточное направление, ветры ураганной силы (свыше 15 м/сек), вызывают сильное сдувание снега с полей. В летний период, в условиях высоких температур, постоянно господствующие ветры представляют собой суховеи, которые выжигают растительность.

Среднемесячная и годовая повторяемость направления ветра (%) представлена в таблице 1.1.2.1.

Таблица 1.1.2.1

Месяц	С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ
I	5	0	22	9	8	10	7	6
II	15	10	13	19	3	1	2	6
III	3	6	12	18	11	7	3	10
IV	10	6	3	20	14	3	9	7
V	7	19	13	12	5	3	3	5
VI	14	10	8	9	7	9	7	13
VII	12	16	4	2	1	4	18	23
VIII	7	18	11	8	2	10	6	5
IX	6	2	6	9	3	9	6	9
X	2	11	6	13	5	8	1	5
XI	1	6	5	12	9	6	5	10
XII	3	3	2	10	10	14	8	4
Год	7	9	9	12	7	7	6	9

Влажность воздуха. Одной из характеристик степени насыщения воздуха водяным паром является относительная влажность. Для нее разработаны гигиенические критерии дискомфотности. Таким критерием является относительная влажность менее 30%, при которой происходит обезвоживание организма, порой даже наносящее вред здоровью.

Годовой ход влажности хорошо отражает континентальные условия климата Атырауской области, при котором морозному зимнему периоду соответствует высокое значение относительной влажности. Летом широтные градиенты парционального давления водяного пара уменьшаются. Абсолютное содержание влаги достигает максимальных значений, а относительная влажность уменьшается под влиянием сухого континентального воздуха. Относительная влажность воздуха увеличивается от побережья к открытому морю.

Средняя месячная относительная влажность воздуха (%) в течение года приведена в таблице 1.1.2.2.

Таблица 1.1.2.2

	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Атырауская обл.	85	77	73	60	47	42	54	39	52	67	80	87

Осадки. Рассматриваемый регион отличается большой засушливостью, что связано с малой доступностью влажных атлантических масс воздуха, являющихся основным источником осадков.

Среднее годовое количество осадков на рассматриваемой территории составляет 179 мм.

В годовом ходе наблюдается два максимума осадков: в зимние месяцы (октябрь – ноябрь – декабрь – январь - февраль) и весной (март – апрель - май). В отдельные засушливые годы количество осадков может снижаться довольно значительно.

Преобладание осадков в жидкой форме в годовом количестве осадков в Атырауской области напрямую связано с более длительным периодом положительных температур воздуха. Выпадение осадков по временам года неодинаково. Наибольшая продолжительность осадков приходится на зиму. Непродолжительны, хотя и более интенсивны летние дожди.

Снежный покров. Устойчивый снежный покров описываемой территории устанавливается в первой декаде декабря. Средняя высота за зиму по метеостанциям Атырау составляет 10 см. Продолжительность периода с устойчивым снежным покровом, по многолетним данным, составляет: по Атырауской области – более 70 дней. Снег, крупа, снежные зерна – твердые осадки наблюдаются с октября – ноября по март-апрель месяцы. Продолжительность снежного периода и количество выпавших осадков в Атырауской области уменьшается по мере смещения на юг.

Для описываемого района характерно непостоянство условий залегания снежного покрова, чередование бесснежных и относительно многоснежных зим.

Среднемесячное сезонное и годовое количество осадков (мм) представлено в таблице 1.1.2.3.

Таблица 1.1.2.3

Станция	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	год
Атырау	34	25	23	15	18	12	3	1	6	37	30	27	231
Кызылкогинский район	20	19	31	18	14	1	20	2	6	14	19	15	179

Метеорологические характеристики представлены в таблице 1.1.2.4.

Таблица 1.1.2.4

Наименование характеристики	Обозначениех арактеристик	Числовое значение
1	2	3
Коэффициент, зависящий от стратификации атмосферы	A	200
Коэффициент рельефа местности	η	1
Средняя максимальная температура наружного воздуха наиболее жаркого месяца года, °С	Тнар(ж)	36,6
Средняя температура наиболее холодного месяца года, °С	Тнар(х)	-10,4
Скорость ветра, повторяемость превышения которой составляет 5%	U*	9,4
Роза направлений ветра (восьмирумбовая), %		
Румбы	среднегодовая	
С	7	
СВ	9	
В	9	
ЮВ	12	
Ю	7	
ЮЗ	7	
З	6	
СЗ	9	

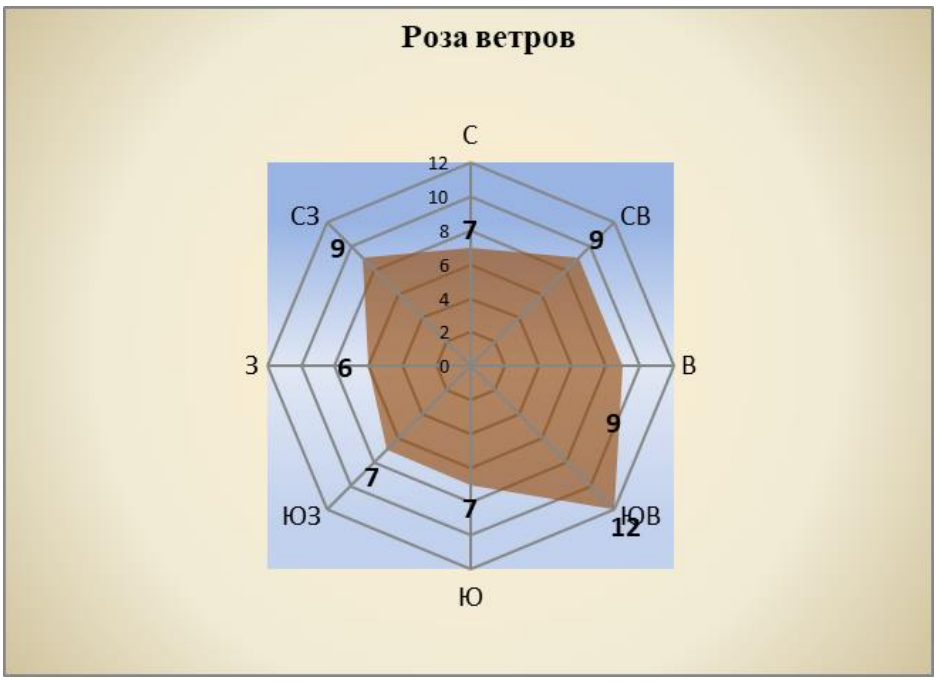


Рисунок 1.1.2.1 - Роза ветров

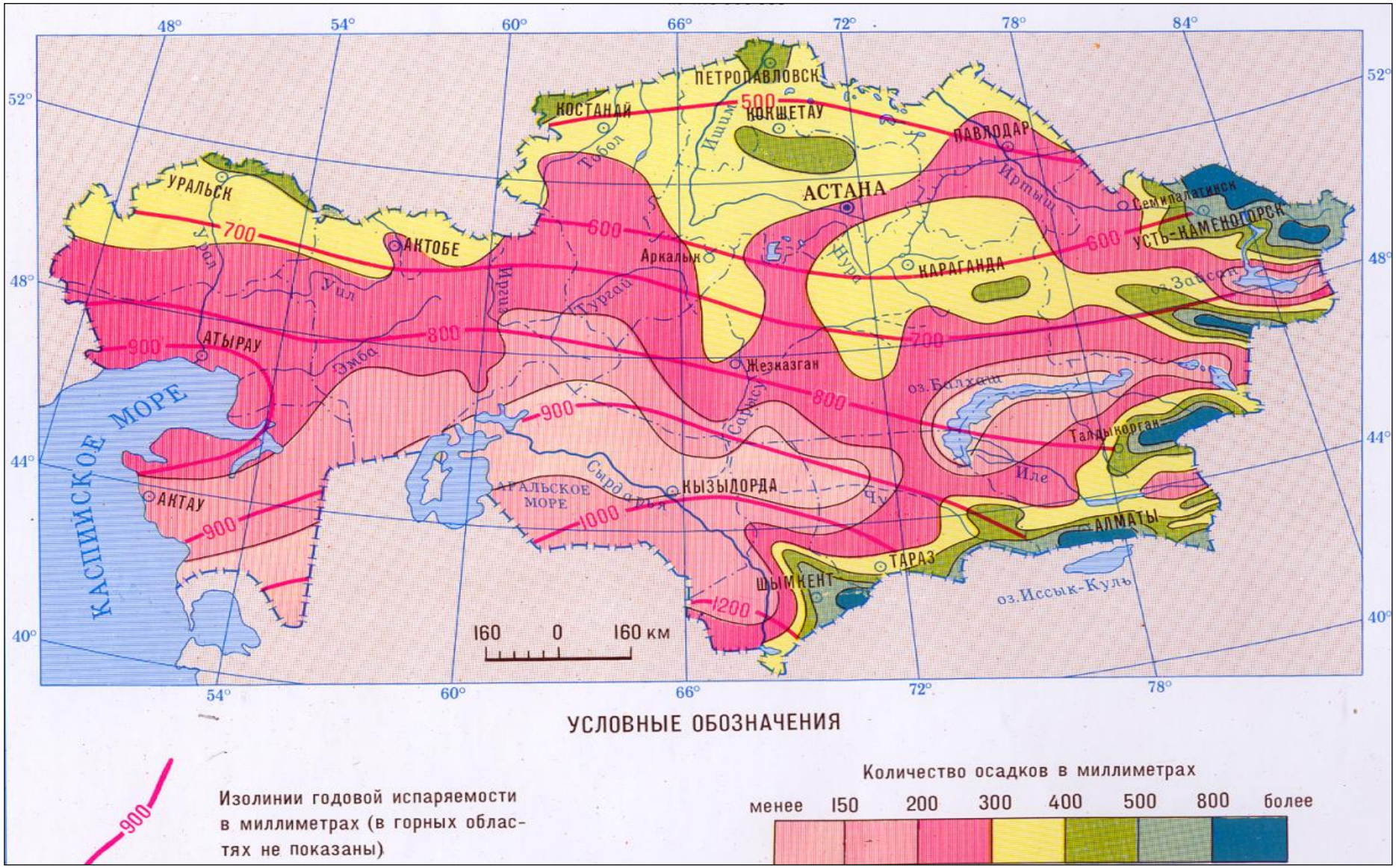


Рисунок 1.1.2.2 - Климатическая карта

1.1.3. Характеристика гидрографического строения района работ

1.1.3.1. Поверхностные воды

В районе ресурсы поверхностных вод представлены транзитными стоками, поступающий из Актюбинской области по рекам Уил и Сагиз. Местный сток формируются в бассейнах мелких временных водотоков и наблюдается в логах лишь весной. Река Уил в пределах района течет, не получая дополнительного питания. Река Сагиз обычно пересыхает летом.

Река Сагиз расположена между Углом и Эмбой. Площадь водосбора в пределах области 8600 км2, длина ее -200 км, площадь 500-метровой зоны- 20 тыс. га, прибрежной 100-метровой полосы- 4 тыс. га. Главное отличие – река не имеет постоянного устья, теряя свои воды в пределах на фильтрацию и испарение. Бессточные понижения занимают до 12% площади водосбора.

Расстояние от контрактной территории месторождения Матин к северу до реки Сагиз составляет около 103 км, к востоку до реки Уил – около 10 км, к югу до Каспийского моря – около 110 км, к западу до реки Урал – около144 км. Расстояния представлены на рисунке 1.1.3.1.

Объекты месторождения Матин расположены за пределами водоохранных зон. Необходимость установления – нет.

Гидрографическая сеть и гидрологические условия района расположения участка

Гидрографическая сеть представлена многочисленными притоками, относящимися к малым рекам второго и третьего порядка. Весенние разливы поймы для р. Сагиз не характерен. Высокий уровень воды держится всего от одного до четырех дней. В низовьях реки расположена группа соленых озер Тентяк- Сор, заполняемых водой в многоводные годы. Русло сильно извилистое. Летом все притоки, озера и основное русло бассейна пересыхают. Вода остается лишь в отдельных разобщенных плесах длиной 0,1-0,5 км и глубиной 1,5-3 метра.

Река Сагиз на всем протяжении по территории района в течение 11 месяцев не имеет постоянного стока. Паводок начинается в апреле и продолжается 22-25 дней. За это время проходит почти вест и годовой сток (95-99%), составляющий примерно 43 млн. м3.

Как паводковые, так и особенно послепаводоковые воды реки Сагиз высокоминерализованы (хлоридно-натриевое засоление).

Временные водотоки формируются лишь весной в логах, в летнее время они пересыхают.

Рисунок 1.1.3.1 – Расстояния до м/р Матин от поверхностных вод

1.1.3.1.Подземные воды

В гидрогеологическом отношении Кызылкогинский район расположен целиком в пределах Прикаспийской системы артезианских бассейнов. Прикаспийская система артезианских бассейнов в геолого-структурном впадину, где формируются слабо солоноватые (1-3 г/л, II-го гидрологического района), солоноватые (3-5 г/л, III-го гидрогеологического района), слабосоленые (5-10 г/л, IV-го гидрогеологического района) и сильноминерализованные подземные воды. Кроме того, на северо-западе района встречается небольшое пятно пресных подземных вод (до 1 г/л), I-го гидрогеологического района.

Гидрогеологический разрез описываемого месторождения слагают водоносные образования от современных до пермотриасовых. По стратиграфической приуроченности отложений на рассматриваемой территории выделяются альб-сеноманский, апт-неокомский, верхнеюрский, среднеюрский и трассовый водоносные комплексы.

Подземные воды I-го гидрогеологического района находятся в пределах песчаного массива четвертичного возраста. Дебиты скважин изменяются от 0,1 до 1 л/сек. Производительность отдельных локальных водозаборов может изменяться от 1 до 10 л/сек. Глубина скважин до 30-50 м.

Подземные воды этого района могут быть использованы для обводнения пастбищ и водоснабжения сельских населенных пунктов.

Подземные II-го гидрогеологического района расположены на северо-западе и северо-востоке района. Их разделяет полоса сильноминерализованных вод. Водоносными на северо-западе являются эоловые отложения четвертичного возраста, а на северо- востоке – верхнемеловые отложения.

Дебиты скважин изменяются от 1 до 10 л/сек. Производительность отдельных локальных водозаборов может изменяться от 10 до 100 л/сек.

Подземные воды этого района могут быть использованы для обводнения пастбищ и выборочно для водоснабжения мелких населенных пунктов.

Воды III-го гидрогеологического района находятся на юго-востоке района, примыкая к IV-му гидрогеологическому району. Водоносными являются отложения верхнемелового периода. По своей качественной характеристике подземные воды этого района пригодные только для обводнения пастбищ.

Подземные воды IV гидрогеологического района согласно действующим нормам непригодны даже для обводнения. Но при острой необходимости по согласованию с ветеринарной службой в отдельных случаях могут использоваться для водопоя скота.

1.1.3.1.1. Уточнение физико-химических свойств и состава пластовых вод

Всего на месторождении были отобраны и проанализированы 58 проб воды из 46-ти скважин, отобранные из альб-сеноманских, апт-неокомских, верхнеюрский, среднеюрских и

трассовых водоносных комплексов. После ПЗ-2011 дополнительно было отобрано 23 пробы из 14 скважин.

Триасовый водоносный комплекс. Притоки пластовой воды пермотриасового водоносного комплекса на месторождении Матин получены в скважинах 2, 6М, 313 Восточного крыла, скважине 5а Южного поля Восточного крыла и скважине 7М Юго-Восточного поля Южного крыла.

Триасовый водоносный комплекс представлен мелко- и среднезернистыми песчаниками и песками с прослоями песчанистых глин и алевролитов.

Воды триасового водоносного комплекса хлоркальциевого типа по В.А. Сулину хлоридно-натриевого состава. Коэффициенты метаморфизации rNa+/rCl- равны 0,80-0,93. Реакция воды слабокислая (pH=5,0-6,2). Содержание галогенов невысокое – содержание йода равно от 0,71 мг/л до 1,93 мг/л, брома – от 3,10 мг/л до 190 мг/л, бора - 7,4-7,7 мг/л. Величина общей жесткости достигает 739 мг/ дм^3. Минерализация изменяется от 209 г/л до 265 г/л.

Юрский водоносный комплекс отложений сложен переслаиванием глинистых средне-мелкозернистых песчаников и песков, глин, алевролитов, иногда встречаются пропластки мергелей.

Нижнеюрский водоносный горизонт на месторождении Матин не опробован, так как по характеристике ГИС в нижнеюрских отложениях не выделяется продуктивных горизонтов.

Литологический горизонт представлен разнозернистыми, зеленовато-серыми, хорошо отсортированными песками и песчаниками с прослоями глин и алевролитов. Толщина водоносного горизонта достигает 120 м.

Дебиты вод на соседних месторождениях Макат и Жолдыбай варьируют от 16,08 м^3/сут при среднем динамическом уровне равном 53 м до 615 м^3/сут при среднем динамическом уровне 600 м. Статические уровни установились на отметках от 13 м до 40 м ниже поверхности земли.

Среднеюрский водоносный горизонт продуктивны на Восточном крыле, Северо-западном крыле, Южном крыле. Пластовые воды среднеюрских горизонтов изучены во время испытания продуктивных горизонтов. Из перфорированных интервалов получены дебиты различной интенсивности. Дебиты вод, полученные совместно с нефтью в начальный период разведки месторождения в основном незначительные, а в процессе эксплуатации месторождения дебиты воды растут. Дебиты вод, полученные в более поздний период, варьируют от 74,5 в скважине 114 до 167 м^3/сут в скважине 104. Пластовое давление равно 7,23 мПа, пластовая температура – 33 0С. Глубины залегания пластовых вод на Восточном крыле 594-722 м., на Северо-западном крыле 880-956 м. и на Южном 767-871 м.

Среднее значение минерализации по Восточному крылу составляет 250,4 г/дм^3, по Северо-западному крылу – 258,4 г/дм^3, по Южному крылу – 239,6 г/дм^3. Среднее значение плотности воды на Восточном крыле составило1,155 г/см^3, на Северо-западном крыле –1,172 г/см^3, на

Южном крыле – 1,164 г/см3. Реакция воды изменяется от слабокислой до нейтральной (pH=5,7-7,2).

Воды среднеюрского водоносного горизонта по В.А. Сулину хлоркальциевого типа и хлоридно-натриевого состава. Среднее значение минерализации изменяется в пределах от 239,6 до 258,4 г/ дм^3, плотность – от 1,155 г/см^3 до 1,172 г/см^3. Реакция воды изменяется от слабокислой до нейтральной (pH=5,7-7,2). Коэффициент метаморфизации rNa+/rCl- изменяется от 0,90 до 6,0. Содержание йода равно от 0,35 до 5,90 мг/л, брома – 3,5 мг/л до 255,86 мг/л, бора от 3,1 до 12,18 мг/л. Величина общей жесткости достигает 352 мг/дм^3.

Верхнеюрский водоносный горизонт вскрыт и испытан совместно с среднеюрскис водоносным горизонтом скважиной 331. Из интервала исследования 633-634, 647-648, 653-654, 671,5-672,5, 680-681,5 отобрана проба воды с минерализацией 189,9 г/дм^3 при удельном весе 1,15 г/см^3. Воды хлоркальциевого типа по В.А. Сулину. Реакция воды слабокислая pH-6,2. Величина жесткости воды равна 321 мг/дм^3. Величина вязкости воды составляет 1,58 мПа*с.

Меловой водоносный комплекс объединяет неокомский, альбский и аптский водоносные горизонты. В пределах Восточного крыла наиболее изучены приконтурные воды I-II неокомских продуктивных горизонтов, на Южном крыле – вода аптских и неокомских продуктивных горизонтов и на Северо-Западном крыле - воды аптских продуктивных горизонтов.

Водоносные горизонты представлены, в основном, серыми и зеленовато-серыми мелкозернистыми песками и песчаниками с прослоями алевритов и глин. Глубины залегания водоносных горизонтов 485-683 м. Наиболее глубоко залегающие горизонты находятся на Северо-западном крыле.

На Восточном крыле воды изучены по 9 пробам отобранных из 7 скважин (13, 14, 18, 19, 5М, 311 и 13М), на северо-западном крыле воды изучены по 3 пробам из 3 скважин (9, 144, 327) и на Южном крыле – по 11 пробам из 10 скважин (6, 2М, 149, 313, 323, 339, 344Н, 345, 360 и 16М).

В таблице 1.1.3.1 приведены результаты химического анализа проб воды мелового водоносного комплекса.

Величина минерализации вод меловых горизонтов варьирует от 174,6 до 200,1 г/дм^3. Воды повсеместно хлоркальциевого типа по В.А. Сулину, хлоридно-натриевого состава. Коэффициент метаморфизации rNa+/rCl- изменяется от 0,89 до 0,91. Реакция воды изменяется от слабокислой до нейтральной (pH=5,3-6,7). Содержание йода равно от 0,55 до 5,80 мг/дм^3, брома – от 7,97 до 131,0 мг/дм^3, бора – 3,7 мг/дм^3. Величина общей жесткости достигает 397 мг-экв/дм^3.

Вышеизложенный гидрогеологический анализ позволяет сделать вывод, что низкое содержание микрокомпонентов исключает подземные воды из числа промышленных. Согласно СНиП II-23-73, 1980 г., воды агрессивны по отношению к бетону и цементу. Воды обладают весьма высокой коррозийной активностью (ГОСТ 9.01574, 1984 год) по отношению к стали и

являются агрессивными по отношению к металлам (Cu, Zn, Fe и другие).

Подземные воды месторождения используются при бурении скважин для обратной закачки в пласт для поддержания пластового давления.

Таблица 1.1.3.1 – Состав пластовых вод

№ скважин	Интервал опробования, м	Горизонт	Дата отбора исследования	Плотность, г/см³	pH	Содержание катионов г/дм³, мг-экв/дм³ %-экв			Содержание анионов г/дм³, мг-экв/дм³, %-экв			Общая минерализация, г/дм³	Микроэлементы, мг/дм³					Коэффициент метаморфизации			Вязкость, мПа*с	Жесткость воды мг/дм³	Дебит воды м³/сут	Тип воды по Сулину
						$Na^+ + K^+$	Ca^{2+}	Mg^{2+}	Cl^-	SO_4^{2-}	HCO_3^-		J^-	Br^-	B^{3+}	NH_4^+	Ba^{2+}	rNa^+/rCl^-	rCa^{2+}/rMg^{2+}	$rCl-rNa^+/rMg^{2+}$				
1	2	3	4	5	7	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	29	30	31
Восточное крыло																								
13*	173-180 188-196 201-209 220-230	альб	6.01.87 7.01.87	1,060	7,2	30,23 1314,95 91,47	1,087 54,25 3,77	0,832 68,39 4,76	49,039 1382,94 96,24	2,387 49,65 3,46	0,268 4,4 0,31	83,8	0,50	42,00	3,50	15,00	отс.	0,95	0,79	-	-	123	н/о	ХК
14	485-492	Ne-I	26.02.88.	1,126	6,0	68,414 2974,5 90,56	3,407 170 5,18	1,702 140 4,26	116,433 3283,5 99,97	0,02 0,41 0,01	0,037 0,6 0,02	190,0	2,60	131,00	3,70	30,00	отс.	0,90	1,21	-	1,2	310	6	ХК
14	475-485	Ne-I	25.07.95 31.07.95	1,142	7,2	69,014 3000,6 87,21	5,561 277,5 8,07	1,967 162,5 4,72	120,634 3401,9 98,88	1,704 35,43 1,03	0,195 3,2 0,09	199,1	-	-	-	-	-	0,88	1,71	-	-	440	н/з	ХК
19	506-509	Ne-I	30.09.00 03.10.00	1,143	7,1	70,97 3085,5 87,52	3,31 165 4,68	3,34 275 7,80	124,99 3524,9 99,98	следы - -	0,04 0,6 0,02	202,6	-	-	-	-	-	0,88	0,60	1,60	-	440	142,5	ХК
среднее Ne-I				**1,137**	**6,7**	**69,466** **3020,200** **88,431**	**4,093** **204,167** **5,974**	**2,336** **192,500** **5,595**	**120,686** **3403,433** **99,610**	**0,862** **17,920** **0,521**	**0,091** **1,467** **0,043**	**197,2**	**2,60**	**131,00**	**3,70**	**30,00**	**-**	**0,89**	**1,17**	**1,60**	**1,2**	**397**	**74,25**	**ХК**
18	523-533	Ne-II	2.12.88 5.12.88	1,157	7,8	85,49 3716,97 91,50	4,029 201,03 4,95	1,755 144,32 3,55	143,898 4058,04 99,89	0,1 2,08 0,05	0,134 2,2 0,05	235,4	0,80	148,00	-	-	-	0,91	-	-	-	345	н/з	ХК
311	532-534 541-542	Ne-II	11.10.2012	1,149	6,0	64,8614 2821,29 88,52	2,9619 147,8 4,64	2,6531 218,18 6,84	112,8997 3184,76 99,92	0,0596 1,24 0,04	0,0776 1,27 0,04	183,5	-	-	-	-	-	0,89	0,68	1,67	1,56	366		ХК
5М	532-535,5	Ne-II	30.07.2010 02.08.2010	1,129	5,6	67,421 2931,36 88,93	3,507 175 5,31	2,31 190 5,76	116,861 3295,56 99,98	отс - -	0,049 0,8 0,02	190,1	0,30	3,20	-	-	-	0,89	0,92	1,92	-	365	-	ХК
13М	533-536, 535-539	Ne-II	07.04.2017	1,135	6,5	61,35 2668,58 89,90	0,71 35,27 1,19	3,22 264,50 8,91	105,18 2966,97 99,95	0,0326 0,68 0,02	0,0428 0,70 0,03	170,5	-	-	-	-	-	0,90	0,13	1,13	1,48	-	-	ХК
13М	533-539	Ne-II	30.11.2017	1,135	6,5	61,3507 2667,42 89,79	0,7069 35,35 1,19	3,2164 268,03 9,02	105,1791 2966,97 99,95	0,0326 0,68 0,02	0,0428 0,70 0,02	170,5						0,90	0,13	1,12	1,48	300		ХК
среднее Ne-II				**1,141**	**6,5**	**68,095** **2961,124** **89,727**	**2,382** **118,889** **3,455**	**2,630** **217,007** **6,818**	**116,803** **3294,460** **99,939**	**0,056** **1,170** **0,034**	**0,069** **1,134** **0,034**	**190,0**	**0,55**	**75,60**	**-**	**-**	**-**	**0,90**	**0,46**	**1,46**	**1,50**	**344**	**-**	**ХК**
128	594,6-596,6	J_2-I	31.10.2021	1,160	6,6	93,13957 115,47 1,47	2,14079 107,4 1,37	1,65333 137,78 1,77	124,0855 3,5003 44,87	0,531 11,06 0,14	0,0732 1,2 0,0015	370,0	3,12	245,75	<0,01	-	-	1,15	48,42	97,66	-	132	-	гидрокарбонатнаривевая
среднее J2-I				**1,160**	**6,6**	**93,13957** **115,47** **1,47**	**2,14079** **107,4** **1,37**	**1,65333** **137,78** **1,77**	**124,0855** **3,5003** **44,87**	**0,531** **11,06** **0,14**	**0,0732** **1,2** **0,0015**	**370,0**	**3,12**	**245,75**	**-**	**-**	**-**	**1,15**	**48,42**	**97,66**	**-**	**132**	**-**	**ХК**
331	633-634 647-648 653-654 671,5-672,5 680-681,5	J_3+J2-II+J_2-III	21.11.2014	1,150	6,2	67,2933 2927,07 90,12	5,3962 152,22 4,69	2,0517 168,72 5,19	115,0776 3246,19 99,94	0,0242 0,5 0,02	0,0807 1,32 0,04	189,9	-	-	-	-	-	-	-	-	1,58	321	-	ХК
5М	665-670	J_2-II	22.07.2010 23.07.2010	1,162	6,9	85,789 3729,96 90,98	4,509 225 5,49	1,763 145 3,54	145,068 4091,04 99,78	0,337 7,02 0,17	0,116 1,9 0,05	237,6	0,35	3,50	-	-	-	1,10	1,55	2,49	-	370	-	ХК
103	636-637	J_2-II	29.09.00 03.10.00	1,148	7,2	79,516 3457,2 88,71	3,607 180 4,62	3,162 260 6,67	138,149 3895,9 99,97	отс - -	0,07 1,3 0,03	224,5	-	-	-	-	-	0,89	0,69	1,69	-	440	99	ХК
115	624-627	J_2-II	25.11.00	1,152	7,3	77,781	3,707	1,763	131,571	отс	0,085	214,9	-	-	-	-	-	0,91	2,28	2,27	-	330	-	ХК

			28.11.00			3381,8	185	145	3710,4	-	1,4													
						91,11	4,98	3,91	99,96	-	0,04													
245	624,5-626	J_2-II	30.11.2017	1,156	5,5	71,1575	0,4175	3,3777	120,217	0,0201	0,132	195,3	-	-	-	-	-	-	-	-	1,62	299	-	ХК
						3093,80	20,88	281,48	3391,17	0,42	2,16													
						91,10	0,61	8,29	99,92	0,01	0,06													
среднее J_2-II				**1,154**	**6,6**	**75,26**	**3,59**	**2,33**	**128,41**	**0,13**	**0,09**	**212,4**	**0,35**	**3,50**	-	-	-	**0,97**	**1,51**	**2,15**	**1,60**	**352**	**99**	**ХК**
						2386,47	**124,36**	**162,57**	**2619,74**	**3,80**	**1,33**													
						64,78	**3,11**	**4,19**	**77,78**	**0,07**	**0,03**													
121	651-654	J_2-III	25.11.00 28.11.00	1,153	7,4	82,035	3,607	1,824	138,149	отс	0,049	225,7	-	-	-	-	-	0,92	1,20	2,20	-	330	-	ХК
						3566,7	180	150	3895,9	-	0,8													
						91,53	4,62	3,85	99,98	-	0,02													
2	650-703 (ПИ)	J_2-III+IV+V	26.07.86 30.07.86	1,143	7,0	78,242	3,025	1,262	128,256	1,473	0,549	212,8	2,06	136,50	12,18	15,00	-	-	-	-	1,26	255	н/з	ХК
						3401,84	150,94	103,78	3616,92	30,64	9													
						93,03	4,13	2,84	98,92	0,84	0,25													
113	642-645	J_2-III	30.09.00 03.10.00	1,152	7,1	81,579	3,808	1,946	138,149	отс	0,061	225,5	-	-	-	-	-	0,91	1,19	2,19	-	350	155	ХК
						3546,9	190	160	3895,9	-	1													
						91,02	4,88	4,11	99,97	-	0,03													
среднее J_2-III				**1,149**	**7,2**	**80,619**	**3,480**	**1,677**	**134,851**	**1,473**	**0,220**	**221,3**	**2,06**	**136,50**	**12,18**	**15,00**	-	**0,92**	**1,20**	**2,20**	**1,26**	**312**	**155**	**ХК**
						3505,147	**173,647**	**137,927**	**3802,907**	**30,640**	**3,600**													
						91,861	**4,541**	**3,598**	**99,623**	**0,838**	**0,097**													
2	650-703 (ПИ)	J_2-III+IV+V	26.07.86 30.07.86	1,143	7,0	78,242	3,025	1,262	128,256	1,473	0,549	212,8	2,06	136,50	12,18	15,00	-	-	-	-	1,26	255	н/з	ХК
						3401,84	150,94	103,78	3616,92	30,64	9													
						93,03	4,13	2,84	98,92	0,84	0,25													
104	670-671	J_2-IV	30.09.00 03.10.00	1,157	7,1	81,354	3,607	2,189	138,149	отс	0,073	225,4	-	-	-	-	-	0,91	1,00	1,90	-	360	167	ХК
						3537,1	180	180	3895,9	-	1,2													
						90,76	4,62	4,62	99,97	-	0,03													
среднее J2-IV				**1,150**	**7,0**	**79,798**	**3,316**	**1,726**	**133,203**	**1,473**	**0,311**	**219,1**	**2,06**	**136,50**	**12,18**	**15,00**	-	**0,91**	**1,00**	**1,90**	**1,26**	**307**	**167**	**ХК**
						3469,470	**165,470**	**141,890**	**3756,410**	**30,640**	**5,100**													
						91,898	**4,373**	**3,729**	**99,443**	**0,838**	**0,138**													
2	650-703 (ПИ)	J_2-III+IV+V	26.07.86 30.07.86	1,143	7,0	78,242	3,025	1,262	128,256	1,473	0,549	212,8	2,06	136,50	12,18	15,00	-	-	-	-	1,26	255	н/з	ХК
						3401,84	150,94	103,78	3616,92	30,64	9													
						93,03	4,13	2,84	98,92	0,84	0,25													
111	674-677	J_2-V	29.09.00 03.10.00	1,158	7,3	87,82	4,008	3,04	151,306	отс	0,079	246,3	-	-	-	-	-	0,89	0,80	1,79	-	450	112	ХК
						3118,3	200	250	4267	-	1,3													
						87,39	5,60	7,01	99,97	-	0,03													
113	670-673	J_2-V	30.11.2017	1,155	5,4	70,8403	1,668	2,741	120,0653	0,0656	0,1057	195,5	-	-	-	-	-	-	-	-	1,61	309	-	ХК
						3080,01	83,40	228,42	3386,89	1,37	1,73													
						90,81	2,46	6,73	99,91	0,04	0,05													
114	686-693	J_2-V	30.09.00 03.10.00	1,155	7,1	85,844	3,407	2,189	144,728	отс	0,055	236,2	-	-	-	-	-	0,91	0,94	1,94	-	350	74,5	ХК
						3732,3	170	180	4081,4	-	0,9													
						91,43	4,16	4,41	99,98	-	0,02													
204	676-679	J_2-V	11.10.2005	1,156	6,5	84,905	3,507	2,918	145,581	отс	0,061	237,0	-	-	-	-	-	0,90	0,73	1,73	-	415	-	ХК
						3692	175	240	4106	-	1													
						89,90	4,26	5,84	99,98	-	0,02													
336	667-671	J_2-V	30.11.2017	1,167	6,0	75,4267	3,4739	1,855	127,7667	0,0357	0,0376	208,7	-	-	-	-	-	-	-	-	1,62	326	-	ХК
						3279,42	173,70	154,58	3604,14	0,74	0,62													
						90,90	4,81	4,28	99,96	0,02	0,02													
среднее J_2-V				**1,156**	**6,5**	**80,513**	**3,181**	**2,334**	**136,284**	**0,525**	**0,148**	**222,7**	**2,06**	**136,50**	**12,18**	**15,00**	-	**0,90**	**0,82**	**1,82**	**1,49667**	**351**	**93,25**	**ХК**
						3383,979	**158,839**	**192,797**	**3843,725**	**10,917**	**2,425**													
						90,575	**4,239**	**5,186**	**99,785**	**0,300**	**0,065**													
307	712-717	J_2-VI	20.10.2011	1,160	5,9	87,563	3,707	2,918	150,017	отс.	**0,081**	244,3	0,45	3,05	-	-	-	0,90	0,77	1,76	-	425	-	ХК
						3807,1	185	240	4230,6	-	1,5													
						89,96	4,37	5,67	99,96	-	0,04													

Продолжение таблицы 1.6

1	2	3	4	5	7	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	29	30	31
125	714-715,6	J_2-VI	31.10.2021	1,161	6,5	81,09	2,368	1,71	12,76	0,6	0,0732	374	5,31	157,46	-	-	-	0,98	0,83	0,53	-	173	-	ХК
						3532,04	118,41	142,77	3600,3	12,43	1,2	-	-	-	<0,01	-	-	-	-	-	-	-	-	
						47,68	1,6	1,93	48,6	0,17	0,016	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	

204	715,3-717,3	J_2-VI	22.09.2019	1,153	6,2	70,33	1,95	2,58	119,36	0,0201	0,085	194,3	6,12	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	ХК
						3059,04	97,5	212,4	3367,13	0,42	1,39													
						90,8	2,9	6,3	99,95	0,01	0,04													
337	719,5-722	J_2-VI	30.11.2017	1,174	6	77,6966	4,4227	1,4676	131,083	0,0299	0,1436	215,6	-	-	-	-	-	-	-	-	1,7	341	-	ХК
						3378,11	221,14	122,3	3697,68	0,62	2,35													
						90,77	5,94	3,29	99,92	0,02	0,06													
среднее J_2-VI				**1,162**	**6,1**	**79,169**	**3,113**	**2,17**	**103,307**	**0,216**	**0,096**	**257**	**3,96**	**80,26**	**-**	**-**	**-**	**0,94**	**0,8**	**1,15**	**1,702**	**313**	**-**	**ХК**
						3444,07	**155,511**	**179,368**	**3723,93**	**4,491**	**1,611**													
						79,802	**3,703**	**4,297**	**87,109**	**0,066**	**0,039**													
2	980-1010	РТ (выше РТ-I)	3.08.86 18.11.86	1,176	6,4	95,368	4,254	2,753	162,206	0,403	0,146	265,1	1,93	190	7,7	-	-	0,91	0,94	-	1,22	439	209	ХК
						4146,44	212,26	226,42	4574,34	8,38	2,4													
						90,43	4,63	4,94	99,76	0,18	0,05													
313	1058-1060; 1045-1047; 1049-1051	РТ (выше РТ-I)	15.07.2011	1,178	6,2	94,224	3,307	1,885	156,496	следы	207	256,1	0,42	3,5	-	-	-	0,93	1,07	2,05	-	320	-	ХК
						4096,7	165	155	4413,3	-	3,4													
						92,75	3,74	3,51	99,92	-	0,08													
6М	1087-1101	РТ-II+III	07.03.2010 12.03.2010	1,174	6,1	94,023	3,106	2,31	157,157	отс	0,061	257,5	0,4	3,1	-	-	-	0,92	0,82	1,81	-	345	-	ХК
						4087,96	155	190	4431,96	-	1													
						92,22	3,5	4,29	99,98	-	0,02													
среднее РТ				**1,174**	**6,1**	**94,02**	**3,11**	**2,31**	**157,16**		**0,06**	**257,5**	**0,4**	**3,1**	**-**	**-**	**-**	**0,92**	**0,82**	**1,81**	**-**	**345**	**-**	**ХК**
						4087,96	**155**	**190**	**4431,96**		**1**													
						92,22	**3,5**	**4,29**	**99,98**		**0,02**													
Северо-западное крыло																								
9	593-596	K_1a	19.04.2007 26.04.2007	1,134	5,7	70,035	3,908	1,885	120,365	отс.	0,037	196,2	0,65	25,2	-	-	-	0,89	-	-	-	350	-	ХК
						3044,98	195	155	3394,38	-	0,6													
						89,69	5,74	4,57	99,98	-	0,02													
144	672-683	K_1a	30.09.00 03.10.00	1,151	6,8	80,43	3,41	2,8	138,15	отс	0,06	224,8	-	-	-	-	-	0,9	0,74	1,74	-	400	32	ХК
						3496,9	170	230	3895,9	-	1													
						89,74	4,36	5,9	99,97	-	0,03													
327	664-667	K_1a	14.05.2014	1,143	5,8	65,1252	0,9868	2,8227	110,344	0,0405	0,0386	179,4	-	-	-	-	-	0,91	0,21	1,21	1,54	281	-	ХК
						2832,76	49,24	232,13	3112,66	0,84	0,63													
						90,97	1,58	7,45	99,95	0,03	0,02													
среднее K_1a				**1,147**	**6,3**	**71,863**	**2,768**	**2,503**	**122,953**	**0,041**	**0,045**	**200,1**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**0,9**	**0,48**	**1,47**	**1,54**	**344**	**-**	**ХК**
						3124,88	**138,08**	**205,71**	**3467,65**	**0,84**	**0,743**													
						90,132	**3,895**	**5,973**	**99,969**	**0,03**	**0,021**													
327	892-893,5, 897-898	J_2-II	22.09.2019	1,17	6	7,71	2,15	1,89	129,04	0,04	0,0885	210,9	5,9	10,75	-	-	-	6	0,68	1,67		262		ХК
						3380,06	107,06	155,41	3640,31	0,77	1,45													
						92,79	2,94	4,27	99,94	0,02	0,04													

Продолжение таблицы 1.6

1	2	3	4	5	7	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	29	30	31
среднее J_2-II				**1,170**	**6,0**	**7,71**	**2,15**	**1,89**	**129,04**	**0,04**	**0,09**	**210,9**	**5,90**	**10,75**	**-**	**-**	**-**	**6,00**	**0,68**	**1,67**	**0,0**	**262**		ХК
						3380,06	**107,06**	**155,41**	**3640,31**	**0,77**	**1,45**													
						92,79	**2,94**	**4,27**	**99,94**	**0,02**	**0,04**													
305	880-887	выше J_2-II, J_2-II	11.10.2012	1,164	6,2	72,2196	3,7641	2,0725	123,9261	0,1233	0,0763	202,2	-	-	-	-	-	0,90	1,10	2,08	1,64	358	-	ХК
						3141,35	187,83	170,44	3495,8	2,57	1,25													
						89,76	5,37	4,87	99,89	0,07	0,04													
139	913,6-915,1, 916-917,5	J_2-III	31.10.2021	1,176	6,6	93,3019	1,81973	1,50129	152,4479	0,638	0,0793	391	5,27	255,86	<0,01	-	-	0,94	0,77	2,07	-	172	-	ХК
						4050,24	9,18	125,11	4300,36	13,29	1,3													
						47,17	0,11	1,46	50,8	0,15	0,015													
среднее J_2-III				**1,176**	**6,6**	**93,3019**	**1,81973**	**1,50129**	**152,4479**	**0,638**	**0,0793**	**391**	**5,27**	**255,86**	**-**	**-**	**-**	**0,94**	**0,77**	**2,07**	**-**	**172**	**-**	**ХК**
						4050,24	**9,18**	**125,11**	**4300,36**	**13,29**	**1,3**													
						47,17	**0,11**	**1,46**	**50,8**	**0,15**	**0,015**													
8	1037-1035 (ПИ)	ниже J_2-V	24.05.87 19.06.87	1,171	6,0	84,494	2,552	0,774	134,857	2,368	0,732	225,8	-	89,00	4,50	7,50	15	-	-	-		191	н/з	ХК
						3673,67	127,36	63,68	3803,08	49,63	12													
						95,06	3,30	1,65	98,41	1,28	0,31													
9	1052-1090	ниже J_2-V	22-23.08.87 24.11.87	1,174	5,5	101,447	2,505	1,581	164,065	1,835	0,049	271,5	1,69	110,00	3,10	15,00	отс	-	-	-	-	255	н/з	ХК
						4410,72	125	130	4626,75	38,17	0,8													
						94,53	2,68	2,79	99,16	0,82	0,02													
145*	929-935	J_2-IV	30.09.00	1,144	7,1	73,735	3,407	1,824	124,992	отс	0,061	204	-	-	-	-	-	0,91	1,13	2,13	-	320	134	ХК

			03.10.00			3205,9	170	150	3524,9	-	1												
						90,92	4,82	4,25	99,97	-	0,03												
9	936-955	J_2-V	27.11.87 5.01.88	1,171	5,4	95,802	2,505	1,702	157,008	0,074	0,061	257,2	-	-	-	30,00	отс	-	-	-	-	265	н/з	ХК
						4165,29	125	140	4427,75	1,54	1												
						94,02	2,82	3,16	99,94	0,03	0,02												
9	936-956	J_2-V	1.12.87.	1,170	6,0	93,652	2,505	1,672	153,479	0,148	0,183	251,6	1,83	118,00	3,10	30,00	отс.	-	-	-	-	263	н/з	ХК
						4071,82	125	137,5	4328,25	3,07	3												
						93,94	2,88	3,17	99,86	0,07	0,07												
среднее J_2-V				**1,171**	**5,7**	**94,727**	**2,505**	**1,687**	**155,2435**	**0,111**	**0,122**	**254,4**	**1,83**	**118,00**	**3,10**	**30,00**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**264**	**-**	**ХК**
						4118,555	**125**	**138,75**	**4378**	**2,305**	**2**												
						93,981	**2,853**	**3,166**	**99,901**	**0,053**	**0,046**												
Южное крыло																							
16М	554,5-556	K_1a-I-А	22.06.2016	1,139	6,2	62,477	2,8379	2,0248	107,2121	0,0205	0,0566	174,6	-	-	-	-	-	0,90	0,85	1,84	1,49	308	-	ХК
						2717,55	141,61	166,52	3024,32	0,43	0,93												
						89,82	4,68	5,5	99,96	0,01	0,03												
среднее K_1a-I-А				**1,139**	**6,2**	**62,477**	**2,8379**	**2,0248**	**107,2121**	**0,0205**	**0,0566**	**174,6**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**0,90**	**0,85**	**1,84**	**1,49**	**308**	**-**	**ХК**
						2717,55	**141,61**	**166,52**	**3024,32**	**0,43**	**0,93**												
						89,82	**4,68**	**5,5**	**99,96**	**0,01**	**0,03**												
6	580-590	K_1a-I-Б	22.12.87 8.01.88	1,137	5,0	75,408	3,407	1,702	127,018	0,222	0,122	207,9	-	-	-	50	-	0,90	1,21	-	н.о.	310	н/з	ХК
						3278,62	170	140	3582	4,62	2												
						91,36	4,74	3,90	99,82	0,13	0,06												
339	575-580	K_1a-I-Б	16.08.2019	1,135	5,5	59,963	2,8375	1,7217	102,4462	0,032	0,0519	167,1	4,52	17,2				0,90	1,00	1,99	1,57	283	-	ХК
						2608,22	141,59	141,59	2889,88	0,67	0,85												
						90,2	4,9	4,9	99,95	0,02	0,03												
345	563,5-564,5	K_1a-I-Б	10.08.2022	1,136	5,8	62,598	2,655	2,041	107,1005	0,0624	0,0452	174,5	5,88	15,43	-	-	-	0,90	0,79	1,78	1,51	300		ХК
						2722,86	132,51	167,84	3021,17	1,3	0,74												
						90,07	4,38	5,55	99,94	0,04	0,02												
среднее K_1a-I-Б				**1,136**	**5,3**	**65,990**	**2,967**	**1,822**	**112,188**	**0,105**	**0,073**	**183,2**	**5,20**	**16,32**	**-**	**50**	**-**	**0,90**	**1,00**	**1,89**	**1,54**	**298**	**-**	**ХК**
						2869,900	**148,033**	**149,810**	**3164,35**	**2,197**	**1,197**												
						90,544	**4,672**	**4,784**	**99,902**	**0,063**	**0,035**												
344Н	689-943	K1a-II	18.08.2019	1,134	5,8	59,3765	2,8298	1,9426	102,1495	0,0261	0,0989	166,4	4,60	18,00				0,90	0,88	1,87	1,55	301		ХК
						2582,71	141,21	159,75	2881,51	0,54	1,62												
						89,56	4,9	5,54	99,92	0,02	0,06												
149	598-601	K_1a-II	30.09.00 03.10.00	1,155	7,4	84,87	2,81	1,95	141,44	отс	0,09	231,1	-	-	-	-	-	0,92	0,87	1,86	-	300	160	ХК
						3690,1	140	160	3988,7	-	1,4												
						92,48	3,51	4,01	99,96	-	0,04												
323	585-588	K_1a-II	14.05.2014	1,143	6,0	63,9312	1,1292	3,4259	110,4863	0,0434	0,0815	179,1						0,89	0,20	1,19	1,54	338		ХК
						2780,83	56,35	281,73	3116,68	0,9	1,33												
						89,16	1,81	9,03	99,93	0,03	0,04												
2М	593-597	K_1a-II	07.03.2010 12.03.2010	1,145	6,5	78,729	3,407	1,946	132,979	следы	-	218,0	0,50	2,80	-	-	-	0,91	1,07	2,05	-	330	-	ХК
						3423,02	170	160	3750,12	-	-												
						91,21	4,53	4,26	100,00	-	-												
313	594-597	K_1a-II	20.10.2011	1,144	6,3	71,898	3,407	4,378	129,56	отс.	0,14	209,4	0,43	3,10	-	-	-	0,86	0,47	1,47	-	530	-	ХК
						3126	170	60	3653,7	-	2,3												
						93,15	5,07	1,79	99,94	-	0,06												
16М	591-593	K_1a-II	22.12.2016	1,139	6,2	62,477	2,8379	2,0248	107,2121	0,0205	0,0566	174,6						0,90	0,85	1,84	1,49	308		ХК
						2717,55	141,61	166,52	3024,32	0,43	0,93												
						89,82	4,68	5,5	99,96	0,01	0,03												
среднее апт K_1a-II				**1,143**	**6,5**	**70,214**	**2,737**	**2,611**	**120,638**	**0,030**	**0,093**	**196,4**	**1,84**	**7,97**				**0,90**	**0,72**	**1,71**	**1,53**	**351**	**160**	ХК
						3053,368	**136,528**	**164,667**	**3402,51**	**0,623**	**1,516**												
						90,896	**4,082**	**5,022**	**99,952**	**0,020**	**0,046**												
360	636-638 639-640	Ne-I-Б	05.09.2022	1,151	5,6	68,919	2,436	2,218	116,978	0,066	0,035	190,7	5,80	15,96				0,91	0,67	1,66	1,57	304		ХК
						2997,800	121,570	182,360	3299,80	1,370	0,560												
						90,800	3,680	5,520	99,940	0,040	0,020												
среднее Ne-I-Б				**1,151**	**5,6**	**68,919**	**2,436**	**2,218**	**116,978**	**0,066**	**0,035**	**190,7**	**5,80**	**15,96**				**0,91**	**0,67**	**1,66**	**1,57**	**304**		ХК
						2997,800	**121,570**	**182,360**	**3299,80**	**1,370**	**0,560**												
						90,800	**3,680**	**5,520**	**99,940**	**0,040**	**0,020**												
7	767-815	J_2	17.07.87 20.07.87	1,161	6,6	89,597	3,214	1,577	148,187	0,183	0,171	242,9	0,79	144,00	3,3	40	5	-	-	-	-	290	н/з	ХК
						3895,5	160,38	129,72	417,9	3,8	2,8												

						93,07	3,83	3,10	98,45	0,90	0,66												
2М	861,5-863 868-871	J_2-V+VI	04.09.09 28.09.09	1,167	6,5	86,701	3,707	1,398	144,178	следы	0,226	236,2	0,40	3,50	-	-	-	0,93	1,62	2,58	-	300	-	ХК
						3769,63	185	115	4065,93	-	3,7												
						92,63	4,55	2,83	99,91	-	0,09												
среднее J_2				**1,164**	**6,5**	**88,15**	**3,46**	**1,49**	**146,18**	**0,18**	**0,20**	**239,6**	**0,60**	**73,75**	**3,3**	**40**	**5**	**0,93**	**1,62**	**2,58**	-	**295**	-	ХК
						3832,57	**172,69**	**122,36**	**2241,92**	**3,80**	**3,25**												
						92,85	**4,19**	**2,96**	**99,18**	**0,90**	**0,38**												
Южное поле Восточного крыла																							
5а*	1249-1295	РТ	6.02.89 25.04.89	1,156	5,95	75,924	8,517	2,371	135,333	4,93	0,122	227,2	0,71	31,26	7,4	15	-	0,86	2,18	-	-	620	н/з	ХК
						3301,03	425	195	3816,49	102,5	2												
						84,19	10,84	4,97	97,33	2,61	0,05												
Юго-восточное поле Восточного крыла																							
7М	1227-1230	РТ	14.05.2014	1,170	5,2	67,6	4,8	6,1	130,4	0,03670	0,02100	208,918	-	-	-	-	-	0,80	0,48	1,48	1,73	739	-	ХК
						2940,07	240,62	498,42	3678,01	0,76	0,34												
						79,91	6,54	13,55	99,97	0,02	0,01												
7М	1227-1230	РТ	10.07.2016	1,17	5	69,9475	5,1354	5,609	133,2378	0,06910	0,00840	214,0072	-	-	-	-	-	0,81	0,56	1,56	1,49	717,53	-	ХК
						3042,52	256,26	461,27	3758,47	1,44	0,14												
						80,91	6,82	12,27	99,95	0,04	0,0100												
среднее РТ				**1,170**	**5,1**	**68,8**	**5,0**	**5,8**	**131,8**	**0,1**	**0,0147**	**211,46**	-	-	-	-	-	**0,80**	**0,52**	**1,52**	**1,61**	**728,27**	-	**ХК**
						2991,3	**248,4**	**479,8**	**3718,2**	**1,1**	**0,2400**												
						80,4	**6,7**	**12,9**	**100,0**	**0,03000**	**0,01000**												

Примечание:

*1. * - проба разбавлена технической водой*

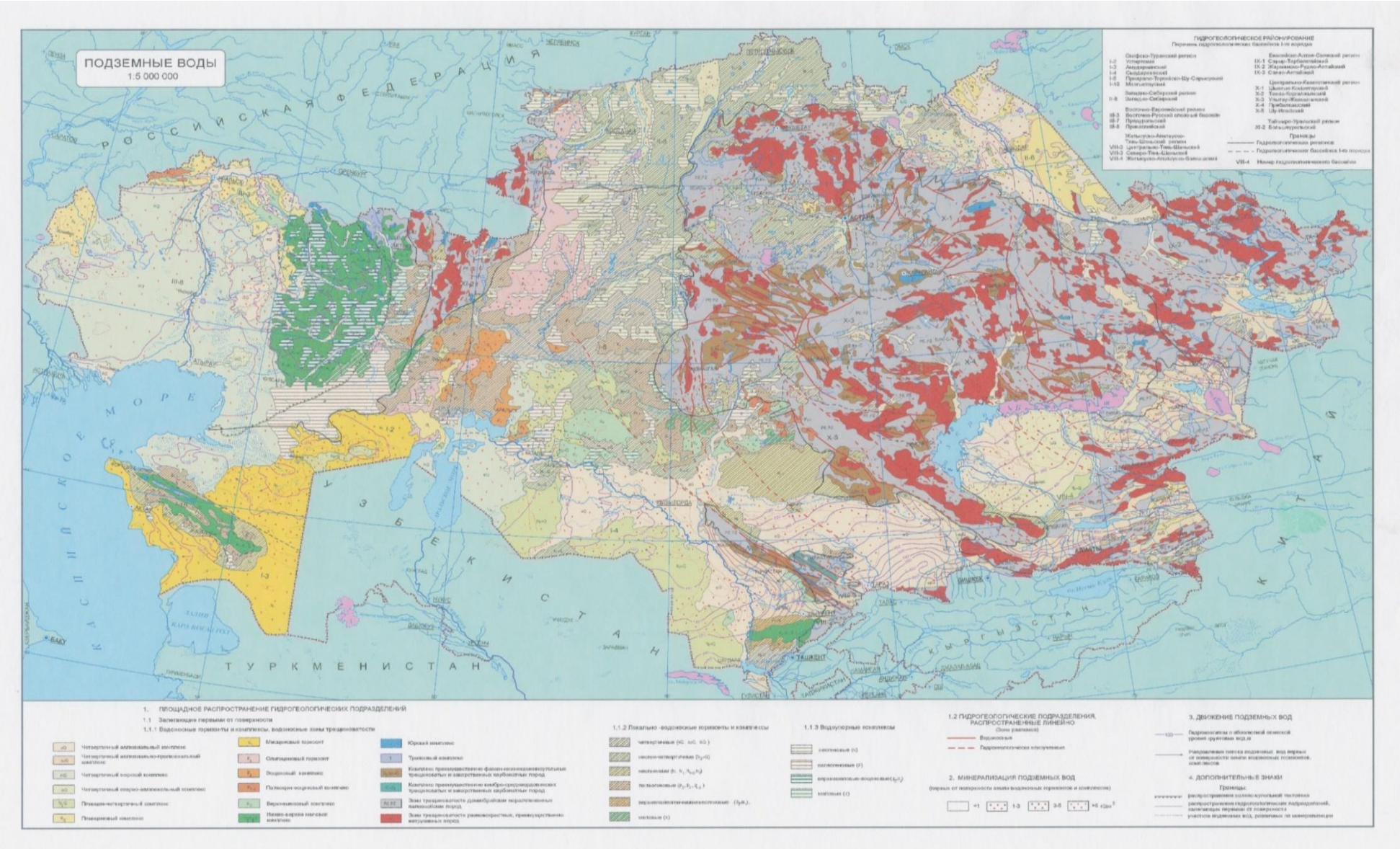


Рисунок 1.1.3.3 - Карта подземных вод

1.1.4. Характеристика геологического строения

Месторождение Матин расположено в пределах контрактной территории АО «Матен Петролеум», открыто в 1986 году скважиной 1, где из среднеюрских отложений на Восточном крыле был получен промышленной приток нефти.

На месторождении Матин весь пробуренный фонд по состоянию на 01.01.2024 г. составляет 174 скважин общим метражом 150704 м.

Пробуренными скважинами вскрыта толща надсолевых отложений, включая галогенные породы кунгурского яруса перми до современных, максимальная глубина 1800 м в скважине 5а, расположенной на Южном поле Восточного крыла.

Отложения **кунгурского яруса $P_1к$** подразделяются на две части: верхнюю – кепрок и нижнюю – соль. Кепрок литологически представлен гипсом, ангидритом, переслаивающимися с терригенными породами. Нижняя часть кунгурских отложений представлена белой кристаллической солью.

Осадки **пермотриасового возраста PT** литологически представлены серией чередующихся пластов песчаников и глин.

Юрские отложения J представлены нижним, средним и верхним отделами и развиты повсеместно.

Нижнеюрские образования залегают на размытой поверхности пермотриасовых отложений. Породы сложены базальными средне- и крупнозернистыми песчаниками с редкими пропластками серых и бурых глин.

Отложения *средней юры* несогласно перекрывают толщу нижней юры, представлены чередованием глин, песчаников и песков. К среднеюрским отложениям приурочены шесть газонефтяных горизонтов I-VI.

Отложения *верхней юры* несогласно перекрывают толщу средней юры. Литологически представлены серыми, темно-серыми, участками зелено-серыми, черными слабоалевритистыми глинами.

Нижнемеловые породы K_1 в составе неокомского, аптского и альбского и сеноманского ярусов с угловым и стратиграфическим несогласием залегают на верхнеюрских отложениях.

Отложения *неокома* литологически представлены глинами от серого до темно-серого с включениями ОРО и мелких остатков раковин, а также с тонкими прослойками светло-серого алеврита и пропластками серых мелкозернистых песков и песчаников. Пески и песчаники серые, мелко-среднезернистые, крепкие.

К неокомскому ярусу приурочены Ne-I и Ne-II горизонты, литологически представленные алевролитом разнозернистым, слабопесчанистым, слабокарбонатным, слабоглинистым.

Аптские отложения представлены преимущественно глинами, песчаниками и песками. К аптским отложениям приурочены Apt-I, Apt-II.

Альбские отложения литологически представлены глинами темно-серыми, алевритистыми с чередующими прослоями алевритов и мелкозернистых светло-серых песков.

Отложения верхнего мела K_2 в нижней части сложены песчано-глинистыми породами осадочного комплекса, в верхней части разреза отложения представлены карбонатными породами.

Отложения палеоген-неоген-четвертичной системы, имеют повсеместное развитие и трансгрессивно перекрывают более древние отложения. Отложения представлены желтовато-серовато-зелеными песчанистыми, сильно известковистыми глинами с битой ракушей и водоносными песками.

В тектоническом отношении рассматриваемая территория расположена в пределах юго-восточной части Прикаспийской синеклизы.

По результатам сейсморазведочных работ солянокупольная структура Матин расположена между аналогичными структурами Жолдыбай Северо-Восточный, Уаз, Бажир и Жартюбе.

В 2006 году на месторождении Матин проведены полевые сейсморазведочные работы 3Д в объеме 32,02 кв.км с целью уточнения геологического строения надсолевых пермотриасовых, юрских и меловых отложений.

По результатам обработки и интерпретации геолого-геофизических данных были составлены структурные карты в масштабе 1:25000 и 1:10000.

Структурный план надсолевого комплекса повторяет характер поведения поверхности соли и представляет собой антиклинальное поднятие, разделенное двумя протяженными амплитудными сбросами F_1 и F_2, приуроченным к ступеням соли, на три крыла: Северо-западное, Восточное и Южное, причем Северо-западное крыло является наиболее опущенным.

В 2014 году выполнена переобработка и переинтерпретация сейсморазведочных данных 3Д с учетом бурения разведочных скважин.

По результатам переинтерпретации сейсморазведочных данных 3Д в целом структура Матин представляет собой трехкрыльевую структуру, каждое крыло контролируется разломами, приуроченными к крутым склонам соленого массива, в свою очередь каждое крыло осложнено малоамплитудными разрывными нарушениями.

По кровле горизонта P_1g отмечается соляной массив с пологим восточным и более крутым северо-западным и южным крыльями. Северо-западное крыло контролируется разломом F_1.

По кровле пермотриасового горизонта Восточное крыло контролируется двумя основными разломами F_1, F_2 и дополнительно осложнено продольными разломами f_{11} и f_{12}, между которыми находится свод поднятия. На восточной периклинали Восточного крыла, отмечается цепочка малоамплитудных поднятий, три поднятия в южной части, одно - в середине и два - на севере.

В пределах Южного поля, за разломом f_7 за пределами горного отвода отмечается поднятие, примыкающее к разлому F_3. Севернее разлома f_6 вырисовывается локальное антиклинальное поднятие изометричной формы Юго-Восточного поля Восточного крыла.

Северо-западнее и северо-восточнее от этого поднятия вырисовывается полусвод, примыкающий к разлому f_{12} и два небольших локальных поднятия. В пределах одного из них пробурена разведочная скважина 9М, это участок получил название Северо-западное поле Восточного крыла.

Северо-Западное крыло, ограниченное с востока основным разломом F_1, испытывает моноклинальное погружение в западном направлении. Восточная присводовая часть крыла осложнена серией субпараллельных малоамплитудных разломов.

Южное крыло имеет северо-восточное простирание и представляет собой полусвод примыкания, ограниченный с севера основным разломом F_2, с запада – F_1 и по замкнутой изогипсе -1300 м имеет размеры 3,1х1,1 км, амплитуда полусвода около 165 м.

Структурный план по кровле юрских и меловых отложений отличается от структурного плана пермотриасовых отложений. Если по нижележащим отложениям свод восточного крыла примыкал к разломам F_1 и F_2, то по вышележащим горизонтам поднятие приобретает большие размеры, смещается на восток и представляет собой двусводовую структуру. Восточная периклиналь Восточного крыла, также претерпела изменение, здесь отсутствуют локальные поднятия в районе скважин 11М, 7М и 9М, затухает региональный разлом F_3, но очень четкие очертания приобретает поднятие Южного поля, свод которого сместился на юг и находится за пределами горного отвода.

Южное и Северо-Западные крылья в целом представлены более пологими.

В 2014 году был составлен отчет по «Отчета о результатах переобработки и переинтерпретации данных сейсморазведки 3Д на месторождении Матин с целью изучения возможного расширения территории». По результатам этих работ были построены структурные карты по всем отражающим горизонтам.

Согласно «Дополнению №3 к Уточненному проекту разработки», утвержденному в 2015 г, по результатам переинтерпретации 3Д на выявленных перспективных участках в северо-восточной части Восточного крыла, Южного поля Восточного крыла и на Южном крыле было рекомендовано бурение скважин 12М, 13М, 14М, 15М и 16М. По результатам бурения скважин получены положительные характеристики по ГИС и по опробованию.

После переинтерпретации сейсмики 3Д представление о геологическом строении пермотриасовых и юрских отложений не претерпело изменений в пределах установленных залежей.

Изменилось представление о строении неокомских и аптских отложений Восточного и Южного крыльев.

На Восточном крыле по результатам переинтерпретации 3Д уточнилось направление нарушений, подтверждено ранее предполагаемое нарушение f_{14}, проведенное из-за несоответствия характера насыщения, уточнено направление и конфигурация нарушения f_{11}.

На Южном крыле ранее установленное нарушение f_{10}, делящее структуру на блоки, в настоящей работе фрагментами прослеживается в нижней части апта, выше по разрезу затухает. Уточнена конфигурация нарушения f_9.

Нефтегазоносность месторождения установлена в нижнемеловых, среднеюрских и пермотриасовых отложениях, всего оконтурено 25 залежей, установленные на Восточном (Ne-I, Ne-II, I-J_2-1, I-J_2-2, II-J_2, III-J_2, IV-J_2, V-J_2, VI-J_2, PT-I, PT-II, PT-III), Южном ($К_1$а-I-А, $К_1$а-I-Б-1, $К_1$а-I-Б-2, $К_1$а-II, Ne-I-А, Ne-I-Б), Северо–Западном крыльях ($К_1$а, II-J_2, III-J_2, IV-J_2, V-J_2), также на Южном (PT) и Юго–восточном полях Восточного крыла (PT-0 и PT).

По типу природного резервуара залежи пластовые, сводовые, тектонически и литологически экранированные.

Таблица 1.1.4.1 – Характеристика залежей

Горизонт, залежь	Блок	Тип залежи	Характер насыщения	Абс. отметка, м		Площадь продуктивности, тыс. м^2	
				ГНК, ГВК, УГВК	ВНК, УВНК	газоносности	нефтеносности
1	2	3	4	5	6	7	8
Восточное крыло							
Ne-I	I	пластовая сводовая, тектонически и литоло-гически экранированная	нефте-газовая	-481,0	-488,0	2388	3536
	IIа				-482,0-488,0		
	IIб			-474,0-476,0	-483,0-484,0		
	III			-473,0	-488,0-491,0		
	IV			-487,0	-489,0-492,0		
Ne-II	I	пластовая сводовая, тектони-чески-экраниро-ванная	нефте-газовая	-525,0	-549,5	3983	5504
	IIа			-526,0-527,0	-549,0		
	IIб			-522,0-524,0	-527,0		
	III			-525,0	-535,0-538,0		
	IV			-528,0-259,0	-543,0		
I-1-J_2	р-н скв 314	линза	нефтя-ная				352
	р-н скв 331						
	р-н скв 102						
	р-н скв 251						
	р-н скв 237						
	р-н скв 306						
I-2-J_2	р-н скв 314	линза	нефтя-ная				1023
	р-н скв. 1 и 103						
	р-н скв. 238						
	р-н скв. 349						
II-J_2		пластовая, сводовая, тектонически- и литологически-экранированная	нефте-газовая	-610,0-613,0	-632,0-634,0	453	1912
III-J_2		пластовая, сводовая, тектонически-экранированная	нефте-газовая	-627,0-628,0	-648,0-655,0	203	2283
IV-J_2		пластовая, сводовая, тектонически-экранированная	нефте-газовая	-650,0-653,0	653,0-660,0	578	966
V-J_2		пластовая, сводовая,	нефте-	-658,0-662,0	-680,0-684,0	404	2085

		тектонически- и литоло-гически-экрани-рованная	газовая				
VI-J_2		массивная, сводовая, тектонически- и литологически-экранированная	нефте-газовая	-708,0-713,0	-716,0-725,0	2162	3074
PT-I	р-н скв.3М и 1	пластовая литоло-гически-экрани-рованная	газовая	-1086,0		379	
PT-II		пластовая, сводовая, тектонически-, литоло-гически-экрани-рованная	нефте-газовая	-1080,0	-1095,0	784	1013
PT-III		пластовая, сводовая, тектони-чески-экраниро-ванная			-1105,0-1108,0		1413
Юго-восточное поле Восточного крыла							
PT-0		пластовая, сводовая, литоло-гически-ограни-ченная	газовая	-1185,0		114	
PT		водоплавающая, сводовая, тектони-чески-ограни-ченная	нефте-газовая	-1221,0-1222,0	-1230,0-1232,0	606	861
Южное поле Восточного крыла							
PT		массивная, тектонически-экранированная	нефте-газовая	-1181,0	-1184,0	224	500
Южное крыло							
K_1a-I-A	линза	пластовая, сводовая, литолого-тектонически экрани-рованная	нефте-газовая		-571,0	738	1296
	II			-550,0	-551,0-555,0		
K_1a-I-Б-1	I	пластовая, сводовая, литолого-тектонически экрани-рованная	нефте-газовая		-581,0	618	1727
	II р-н скв.7, 302 202			-560,0			
	II р-н скв.345				-555,0-564,0		
K_1a-I-Б-2	I	пластовая, сводовая, литолого-тектонически экрани-рованная	нефте-газовая		-588,0-591,0		2540
	II						
K_1a-II	I			-584,0-585,0	-595,0-602,0	547	2246
	II р-н скв.316, 322, 323…						
	II р-н скв.345, 359, 16М				-594,0		
Ne-I-A	II р-н 318	пластовая сводовая, текто-нически и литоло-гически экрани-рованная	нефтя-ная		-632,0		597
	II р-н 360				-621,0-625,0		
Ne-I-Б	II р-н 318	пластовая сводовая, текто-нически и литоло-гически экрани-рованная	нефте-газовая	-636,0-646,0		646	191
	II р-н 360				-638,0		
Северо-Западное крыло							
K_1a	I	пластовая, сводовая, тектонически-экранированная	нефтя-ная		-676,0-677,0		566
	II				-671,0-676,0		
II-J_2	I	пластовая, сводовая, тектонически- и литологически-	нефтя-ная		-903,0		418

		экранированная					
III-J_2	I	пластовая, сводовая, тектонически- и литоло-гически-экрани-рованная	нефтя-ная		-924,0		306
IV-J_2	I	пластовая, сводовая, тектонически-экранированная	нефтя-ная		-944,0		475
V-J_2	I	массивная, сводовая, тектонически-экранированная	нефтя-ная		-956,0-957,0		286

1.1.5. Характеристика почвенного покрова

Территориально район размещается в полупустынной на светло-каштановых почвах и пустынной на бурых почвах зонах.

Светло-каштановые почвы распространены в северо-восточной части района на 750,6 тыс. га, из них 42,4 тыс. сенокосы, 707,8 тыс. га пастбища и 0,4 тыс. га залежи.

Среди зональных почв выделены следующее рода:

1. обыкновенные – 233,6 тыс. га;
2. солонцеватые – 243,4 тыс. га;
3. каменистые – 6,5 тыс. га.

Основными компонентами почвенного покрова подзоны светло-каштановых почв являются разнообразные солонцы – 1518 тыс. га, солончаки – 14,0 тыс. га, лугово-каштановые светлые – 34,7 тыс. га, из них 23,7 тыс. га солонцеватые и 7,0 тыс. га солончаковатые, луговые светлые – 34,4 тыс. га, из них 26,6 тыс. га солонцевато-солончаковатые; лугово-болотные – 1,2 тыс. га.

В хозяйственном отношении светло-каштановые почвы малопригодны для богарного земледелия в результате засушливости климата, сильно выраженного недостатка влага в почвах, бедности органическим веществом, больших площадей солонцеватых и солончаковатых почв, а также сильно выраженной комплексности. Почвы этой зоны используются, в основном, в качестве естественных кормовых угодий, интенсивное земледелие может быть развито только при регулярном орошении. На обследованной территории подзоны распахано 11,0 тыс. га, из них 6,5 тыс. га незасолены и несолонцеваты (светло-каштановые обыкновенные), остальные 4,5 тыс. га (4,2 тыс. га солонцеватые, 0,2 тыс. га дефлированные и 0,1 тыс. га засоленные почвы) могут использоваться в земледелии только после мелиорации – предварительные промывки на засоленных почвах с последующим орошением промывного типа на фоне дренажа, внесение органических удобрений в повышенных дозах, с применением противосолонцовой агротехники на всех солонцовых почвах и гипсование на сильносолонцовых (0,2 тыс. га).

Увеличение интенсивного земледелия в подзоне возможно только за счет увеличения регулярного орошения. В подзоне светло-каштановых почв имеется 172,9 тыс. га пастбищ и 5,6 тыс. га сенокосов, расположенных на пригодных (не засоленных и несолонцеватых) почвах,

которые могут являться резервом увеличения пахотных земель при наличии воды.

Подзона буровых почв занимает 894,2 тыс. га обследованной территории района, из них 15,7 тыс. га сенокосов и 978,5 тыс. га пастбищ.

Среди зональных почв выделены следующие рода:

- обыкновенные 67,7 тыс. га;
- дефлированные 10,5 тыс. га;
- каменистые 25,8 тыс. га;
- солонцеватые 300,1 тыс. га.

Основными компонентами почвенного покрова подзоны являются: разнообразные солонцы – 247,3 тыс. га, солончаки – 67,2 тыс. га, лугово-бурые засоленные – 5,3 тыс. га, луговые – 5,2 тыс. га, из них 4,9 тыс. га засоленные, пойменно-луговые засоленные – 5,0 тыс. га, лугово-болотные – 3,8 тыс. га и пески – 154,1 тыс. га.

Почвы подзоны бурых почв полностью используются в качестве естественных кормовых угодий в результате засушливости климата, больших площадей солонцов и солончаков.

По данным характеристики качества земельных угодий района видно, что на его территории преобладают солонцеватые и засоленные типы почв и совокупности с солонцами и солончаками – 68,3% (в подзоне светло-каштановых почв эти почвы составляют 65,3%, а в подзоне бурых почв – 70,4%).

Среди почв обследованной территории преобладают почвы легкого механического состава – 1190,2 тыс. га.

Все почвы района отличаются малой гумусностью, относительно небольшой мощностью гумусового горизонта, низким содержанием элементов зольного питания.

Ниже приведена краткая характеристика этих почв.

Бурые пустынные нормальные (незасоленные) почвы образуют довольно крупные однородные контуры при формировании на плоских и слабоволнистых супесчаных равнинах. В условиях более расчлененных супесчаных равнин бурые нормальные почвы сочетаются с бурыми солонцеватыми, залегающими по мезорельефным понижениям. В пределах замкнутых депрессий бурые нормальные почвы приурочены к мезо- и микрорельефным повышениям легкого механического состава, образуя комплексы с солонцами пустынными, а также пятнистости с солончаками и такырами. Формируются в условиях хорошей дренированности, в основном, под разреженной еркеково-разнополынной растительностью при незначительном участии эфемеров и эфемероидов.

Бурые пустынные почвы участка малокарбонатны, содержат до 2,7% CO2, бедны органическим веществом (его содержание не превышает 0,3-0,7%), распределение его по профилю характеризуется некоторым увеличением в горизонте В, что связано с утяжелением механического состава, состав гумуса фульватный. Содержание валового азота 0,02-0,06%.

Сравнительно небольшое содержание илистых фракций и гумуса обуславливает низкую емкость поглощения (6,5-11,9 мг-экв. на 100 г почвы) с возрастанием вглубь. Некоторое увеличение обменного Na и утяжеление механического состава указывает на слабовыраженную солонцеватость почвы. Данные водной вытяжки указывают на отсутствие засоления. Реакция почвенной суспензии с поверхности нейтральная, с постепенным увеличением щелочности с глубиной до pH=9,2. Мехсостав почвы в нижней и верхней частях профиля песчаный и супесчаный, в средней части – легко- и среднесуглинистый.

Бурые солонцеватые почвы занимают мезорельефные понижения в сочетании с бурыми нормальными почвами, а также микро- и мезорельефные повышения легкого механического состава в комплексах с солонцами пустынными под преимущественно биюргунно-полынной растительностью. Бурые солонцеватые почвы, в отличие от обычных характеризуются наличием в средней части профиля или нижней части гумусового горизонта темноокрашенного иллювиально-солонцеватого горизонта В, для которого свойственно плотное сложение, трещинноватость, ореховатая структура.

Почва обнаруживает вскипание от HC1 с 48 см. Мощность гумусового горизонта (А+В) составляет 28 см. Выделения карбонатов в виде пятен и жилок - с 48 см.

Бурые солонцеватые почвы содержат 0,7-1,5% гумуса, 0,05-0,1% валового азота, возрастающего с глубиной, емкость поглощения составляет 9,6-17,6 мг-экв. на 100 г почвы с максимумом в солонцовых горизонтах. Данные водной вытяжки указывают на отсутствие засоления профиля легкорастворимыми солями. Механический состав почвы изменяется от супесчаного с поверхности до глинистого солонцовых горизонтов и тяжелосуглинистого в нижней части профиля.

Лугово-бурые почвы в пределах участка имеют незначительное распространение и формируются в условиях временного поверхностного или грунтового увлажнения под солянково-полынной, осочково-полынной растительностью с примесью ажрека, чия, кияка и зачастую с участием кустарников. Лугово-бурые почвы отмечены на надпойменной террасе р. Жингылдыозек. Разрез, заложенный на обрывистом берегу (4 м) высохшей реки с соровым солончаком на днище русла, обнаруживает наличие погребенных гумусовых горизонтов (12-18 и 44-67 см). Навеянный песчаный чехол (0-12 см) имеет слабую гумусовую прокраску, тонко корешковатый, на нем отсутствует пустынная корочка. Признаки бывшей гидроморфной стадии развития проявляются в виде многочисленных охристых пятен на глубине 65-80 см. Профиль почвы слабо дифференцирован по механическому составу: с поверхности и в нижней части профиля – песчаный, на глубине 12-80 см – супесчаный. Для лугово-бурых почв характерно несколько повышенное, по сравнению с бурыми почвами, содержание гумуса (0,6-0,9%), нередко солей. Они малогумусные (0,6-0,9%), обладают щелочной реакцией почвенного раствора (pH=8,0-9,5). Как правило, в пределах верхней полутора-двухметровой толщи незасолены, а

также не имеют признаков солонцеватости.

Серо-бурые пустынные нормальные суглинистые почвы являются основным зональным типом почв подзоны настоящих пустынь и встречаются в южной части контрактной территории. В своем развитии серо-бурые пустынные почвы связаны с автоморфными условиями высоких пластовых равнин. Однородные контура их встречаются редко, чаще всего они образуют различные комбинации преимущественно с серо-бурыми солонцеватыми почвами и солонцами пустынными. Профиль серо-бурых почв хорошо дифференцирован на генетические горизонты. В верхней части выделяется палево-серая прочная, сильнопористая или ноздреватая корка мощностью 5-8 см. Средняя мощность гумусового горизонта серо-бурых суглинистых почв составляет 30-35 см, видимые выделения карбонатов обнаруживаются с 25-30 см, а гипса - около 1 м.

Содержание гумуса в верхнем горизонте серо-бурых суглинистых почв составляет около 0,9%. По механическому составу в зависимости от состава материнских пород преобладают средне- и легкосуглинистые разновидности. Количество илистых частиц невелико и наблюдается некоторое увеличение их в средней части профиля. Суглинистые почвы по своим свойствам наиболее полно соответствуют подтиповым показателям зональных серо-бурых почв настоящих пустынь.

Серо-бурые пустынные нормальные суглинистые почвы по своим морфогенетическим параметрам можно отнести к категории почв с удовлетворительной устойчивостью к механическим антропогенным нагрузкам.

Серо-бурые пустынные солонцеватые почвы встречаются в южной части контрактной территории, главным образом, в комплексе с солонцами пустынными, либо пятнами среди нормальных зональных почв. Они формируются, как правило, на более тяжелых по механическому составу породах. Профиль солонцеватых почв, во многих чертах схож с морфологическим обликом серо-бурых нормальных почв, но отличается более отчетливой дифференциацией на генетические горизонты, среди которых выделяется более темной окраской, плотным сложением и ореховатой или глыбистой структурой иллювиальный солонцеватый горизонт. Корковый горизонт более плотный, ноздреватый. В подсолонцовых горизонтах этих почв на глубине около полуметра, зачастую, наблюдаются скопления легкорастворимых солей.

По своим физико-химическим свойствам серо-бурые солонцеватые почвы почти не отличаются от своих нормальных аналогов. Солонцеватые почвы чуть беднее нормальных по содержанию гумуса и питательных веществ.

Отличительной особенностью этих почв является состав поглощенных оснований. На фоне общих невысоких значений емкость поглощения в иллювиальном горизонте увеличивается до максимальных величин (12,8 мг-экв на 100 г почвы) во всем профиле. При общем

доминировании в составе поглощенных оснований катионов кальция и магния в солонцеватом горизонте наблюдается повышенное (до 15% от суммы) содержание обменного натрия, что является аналитическим подтверждением морфологических признаков солонцеватости этих почв. Серо-бурые солонцеватые почвы, как и все пустынные почвы, карбонатны с поверхности.

Наличие прочного коркового и уплотненного солонцеватого горизонтов определяют удовлетворительную устойчивость серо-бурых солонцеватых почв к механическим антропогенным воздействиям особенно в сухом состоянии.

Серо-бурые пустынные эродированные почвы образуются на крутых склонах чинков пластовой цокольной равнины и останцов. Образование их связано со склоновым рельефом, способствующим развитию эрозионных процессов, сопровождающихся потерей мелкоземистой массы почвы. Морфологический профиль эродированных почв, сохраняя в общих чертах морфогенетические признаки серо-бурых пустынных почв, имеет малую мощность, красноватые от почвообразующей породы тона в окраске, сильное защебнение, повышенную карбонатность и более высокое залегание легкорастворимых солей. Физико-химические свойства этих почв в зависимости от условий их формирования могут колебаться в широких пределах, но в эродированных почвах всегда содержится значительно меньшее количество гумуса и питательных веществ. В виду смытости поверхностных горизонтов в них наблюдается более близкое залегание к поверхности горизонтов скопления карбонатов, легкорастворимых солей и гипса. При проявлении эрозионных процессов резко ухудшаются агрофизические свойства и структурное состояние почв.

Серо-бурые эродированные почвы – это почвы деградационного ряда, находящиеся в динамическом равновесии с комплексом условий природной среды. Всякое, даже незначительное нарушение этого состояния, может вызвать усиление процессов их деградации, поэтому по отношению к антропогенным нагрузкам их следует рассматривать как слабоустойчивые образования.

Такыровидные солончаковые почвы прошли длительный и сложный путь развития из пойменных почв в результате изменения гидрологического режима реки. Снижение уровня грунтовых вод и отсутствие поёмности привели к опустыниванию ландшафтов и формированию пустынных такыровидных почв.

Генетический профиль такыровидных почв нестабилен, горизонты и их свойства могут изменяться, как в зависимости от современных условий почвообразования, так и исходного состояния почв на начальном этапе эволюции. Наиболее стабильным морфологическим признаком является наличие на поверхности уплотненного коркового горизонта, разбитого тонкими вертикальными трещинами на полигональные отдельности и слоевато-чешуйчатого подкоркового горизонта.

Такыровидные солончаковые почвы бедны запасами органического вещества и элементов

питания растений. Количество гумуса даже в верхнем горизонте не превышает 1,0% и резко убывает с глубиной. Такыровидные почвы отличаются высокой карбонатностью всего почвенного профиля.

Засоление такыровидных почв широко варьирует как по вертикальному профилю, так и в пространстве. Встречаются как незасоленные, так и в различной степени засоленные виды. Такыровидные солончаковые почвы, содержащие в своем составе близко к поверхности легкорастворимые соли и имеющие корковый горизонт легкого гранулометрического состава, обладают слабой устойчивостью к антропогенным воздействиям.

Такыровидные солонцевато-солончаковатые почвы формируются в условиях аналогичных формированию такыровидных солончаковых почв и образуют с ними устойчивые комбинации в виде пятнистостей. Профиль этих почв характеризуется образованием на поверхности светло-серой или палево-серой уплотненной пористой корки, переходящей в рыхловатый светло-серый листовато-чешуйчатый подкорковый горизонт. Он сменяется у солонцеватых почв плотным иллювиально-солонцеватым горизонтом с глыбистой или ореховатой структурой, в нижней части которого иногда обнаруживаются расплывчатые пятна карбонатов. Глубже располагается слоистая почвообразующая порода с признаками былого гидроморфизма (ржавые и глеевые пятна).

Такыровидные солонцевато-солончаковатые почвы имеют несколько более высокую устойчивость к антропогенным нагрузкам, чем их солончаковые аналоги, но все же должны быть отнесены к слабо устойчивым почвенным образованиям.

Такыры на территории участка распространены преимущественно на аллювиально-пролювиальной и древнеаллювиальной равнинах. Они формируются в отрицательных элементах рельефа, служащих зоной аккумуляции жидкого и твердого геохимического стока с окружающих более высоких поверхностей. Вода, с растворенными в ней солями и взвешенными тонкодисперсными частицами, попадая в понижения, на длительное время застаивается. После выпаривания продукты стока оседают на поверхности и образуют илистый слой. Высыхая, этот слой уплотняется, сжимается, превращаясь в плотную корку, разбитую трещинами усыхания на полигональные отдельности. Такыры практически полностью лишены высшей растительности, их поверхность покрыта лишь лишайниками и водорослями, активно развивающимися в периоды затопления, а после высыхания образуют на поверхности тонкие листоватые свертывающиеся пленки. В результате периодического повторения этих процессов вертикальный разрез такыров состоит из чередующихся слоев, как правило, тяжелого механического состава.

Такыры, как природные образования с очень плотной в сухом состоянии коркой, весьма устойчивы к антропогенным механическим воздействиям в наиболее сухое время года. При сильном увлажнении проведение каких-либо работ невозможно или очень сильно затруднено.

Солонцы пустынные формируются на равнинах, склонах увалов, бортах и днищах

замкнутых депрессий. Однородные значительные по площади контуры образуют редко, в основном образуют комплексы с бурыми солонцеватыми или серо-бурыми почвами и пятнистости с солончаками Серовыми и такырами солончаковыми. Они характеризуются строением профиля, включающем следующие генетические горизонты: 1) элювиальный или надсолонцовый горизонт А – палево- или светло-серого цвета, пористый, слабоуплотненный, иногда слоеватый, обеднен минеральными коллоидами за счет выноса их в нижележащий горизонт; 2) иллювиальный, или собственно солонцовый, горизонт В – темно-бурого или коричневатого цвета плотного сложения, столбчато-ореховатой, ореховато-призмовидной структуры, более тяжелый по гранулометрическому составу, сменяемый малоизмененной почвообразующей породой (слоистые отложения различного механического состава, обычно с преобладанием супесей и легких суглинков.

Вскипание от HC1 с поверхности. Мощность гумусового горизонта 40 см. Выделения карбонатов в виде буроватых пятен и жилок на глубине 18-50 см.

Почва содержит 0,2-0,5% гумуса, с некоторым возрастанием его в солонцовых горизонтах; емкость обмена (4,8-12,8 мг-экв. на 100 г почвы) и количество поглощенного натрия обнаруживают ту же закономерность в распределении по профилю. Анализ водной вытяжки показывает довольно значительную степень хлоридно-сульфатного засоления на глубине 40-50 см, хотя видимые выделения солей на стенке разреза не обнаруживаются. Механический состав почв резко дифференцирован - от песчаного в горизонте А до среднесуглинистого в горизонте В и супесчаного почвообразующей породы. Для механического состава почв характерно преобладание песчанистых и иловатых частиц.

Солонцы пустынные солончаковые занимают микрорельефные понижения в комплексе с бурыми солонцеватыми почвами, залегают достаточно крупными однородными контурами по плоскодонным депрессиям, а также по бортам соровых котловин.

Состояние почв

Территория месторождения Матин находится в малонаселенной местности, вдали от крупных промышленных и сельскохозяйственных объектов. Местное население использует данную территорию как малопродуктивные пастбища.

Объекты площади оказывают только локальное воздействие на состояние почвенного покрова территории. Большая часть территории остается в ненарушенном состоянии.

Антропогенная трансформация почв, в пределах характеризуемой территории, обусловливается как сельскохозяйственными, так и техногенными факторами. В зависимости от характера антропогенного воздействия трансформация почвенного покрова проявляется в полном или частичном уничтожении почвенного профиля, нарушении мощности генетических горизонтов, изменении физических (плотность, структура, порозность, связность, агрегированность и др.) и химических (содержание гумуса, элементов зольного питания,

высокомолекулярных соединений, реакция почвенных суспензий, распределение солей по профилю и др.) свойств почв; нарушении водного режима; химическом загрязнении почв.

Наиболее значительное место по охватываемой территории в пределах контрактной территории занимает трансформация почв, обусловленная *сельскохозяйственными факторами.*

Пастбищная дигрессия почвенного покрова происходит в результате перегрузки угодий скотом и интенсификации выпаса и является причиной нарушений почвенного покрова. При этом поверхность почвы вытаптывается, распыляется и подвергается дефляции, ухудшаются физико-химические и водно-физические свойства почв. Интенсивный выпас является причиной потери до 30 % содержания гумуса, 20-50 % элементов питания растений, до 10% емкости поглощения. Помимо этого, в поверхностных горизонтах наблюдается увеличение количества воднорастворимых солей и карбонатов.

Высокая степень деградации почвенного покрова обусловливается *техногенными факторами* воздействия, которые вызывают:

- механическое нарушение почвенного профиля и создание антропогенных форм рельефа;
- изменение водного режима почв;
- изменения в режиме соленакопления почв;
- химическое загрязнение почв и засорение их различными отходами.

При этом, как показывает практика, все эти виды техногенного воздействия взаимосвязаны между собой и приводят к коренным изменениям в свойствах почв.

Техногенные линейные нарушения почвенного покрова при их кажущейся локальности могут занимать большие площади. При проложении трубопроводов и асфальтированных трасс площадь нарушенных земель без учета косвенного влияния на почвенно-растительный покров по различным оценкам составляет от 2,3-2,5 до 4 км2 на 100 км, для действующих грунтовых дорог - от 0,8 до 2 км2. Зона косвенного влияния техногенных нарушений, связанных с изменением водного и солевого режима, состава растительности прилегающих территорий, захватывает территорию в 2-3 раза больше.

Дорожная дигрессия почв является неизбежной составляющей любого вида антропогенного воздействия.

В качестве одной из основных причин деградации физических свойств почв вследствие транспортных нагрузок выступает переуплотнение почв. При уплотнении почв образуется глыбистая малопористая структура, увеличивается количество горизонтально ориентированных пор, снижается наименьшая влагоемкость, коэффициент фильтрации и влагопроводности, что даже при незначительных уклонах поверхности приводит к ускоренному развитию процессов водной эрозии. На легких по механическому составу почвах уничтожение растительности и нарушение структурного состояния поверхностных горизонтов приводит к образованию очагов

дефляции.

Проложение профилированных дорог сопровождается возведением насыпей и выемкой грунта, что приводит к необратимым нарушениям почвенного покрова, а обнажение засоленных подстилающих пород и изменение водного режима по задирам при интенсивном испарении приводит, как правило, к образованию вторичных техногенных солончаков. В результате вдоль дорог создается зона отчуждения шириной до 30 м.

Помимо профилированных грейдерных дорог, в пределах контрактной территории проложены многочисленные грунтовые дороги, которые образуют особенно густую сеть вокруг поселков, а также сопровождают все линии коммуникаций.

В целом *дорожно-транспортные нарушения* почвенного покрова можно условно разделить на:

• очень сильные, приуроченные в первую очередь к грейдерным автомобильным трассам, а также грунтовым дорогам круглогодичной интенсивной эксплуатации с многочисленными дублирующими колеями, приведшие к необратимым нарушениям до непроходимости и, как следствие, к образованию параллельных колей - около 10 % от общей протяженности;

• сильные, характеризующиеся необратимыми нарушениями без образования дублирующих колей, но с тенденцией к усилению процессов деградации (основные региональные грунтовые дороги постоянной эксплуатации) - около 40 %;

• умеренные, приуроченные к дорожной сети временной или редкой эксплуатации (дороги, связующие законсервированные скважины, различные объездные и пр.) - около 30 %;

• слабые, связанные с единовременным или непродолжительным воздействием, находящиеся в стадии самовосстановления растительного и почвенного покрова - около 20 %.

Селитебно-промышленная деградация почв связана с полным уничтожением естественного почвенного покрова и помимо участков размещения жилых строений захватывает большую территорию вокруг населенных пунктов, которая является зоной многопланового антропогенного воздействия, характеризующегося образованием техногенного рельефа положительных (насыпи, валы) и отрицательных форм (выемки, траншеи), сопровождаемым техногенной турбацией (потеря горизонтальной стратификации, уплотнение, перемешивание субстратов разных горизонтов), денудацией (формирование почв с неполным или укороченным профилем), погребением почв извлеченными на поверхность подстилающими породами, загрязнением различного рода промышленными и бытовыми отходами.

Следствием интенсивных механических нарушений почвенного покрова является развитие процессов ветровой эрозии почв легкого механического состава, вторичное засоление почв, изменение водного режима почв как в сторону усиления гидроморфизма (по отрицательным техногенным формам рельефа - обочины дороги, ямы, траншеи и т.п.), так и уменьшения - по положительным (валы, насыпи и пр.).

Нарушения почвенного покрова подобного рода являются необратимыми и приводят к образованию полностью трансформированных загрязненных и засоленных почвогрунтов и характеризуются как крайняя степень деградации почв.

Выбор критериев экологической оценки состояния почв определяется спецификой их местоположения, генезисом, буферностью, а также разнообразием их использования. В оценке экологического состояния почв основными показателями степени экологического неблагополучия являются критерии физической деградации, химического и биологического загрязнений.

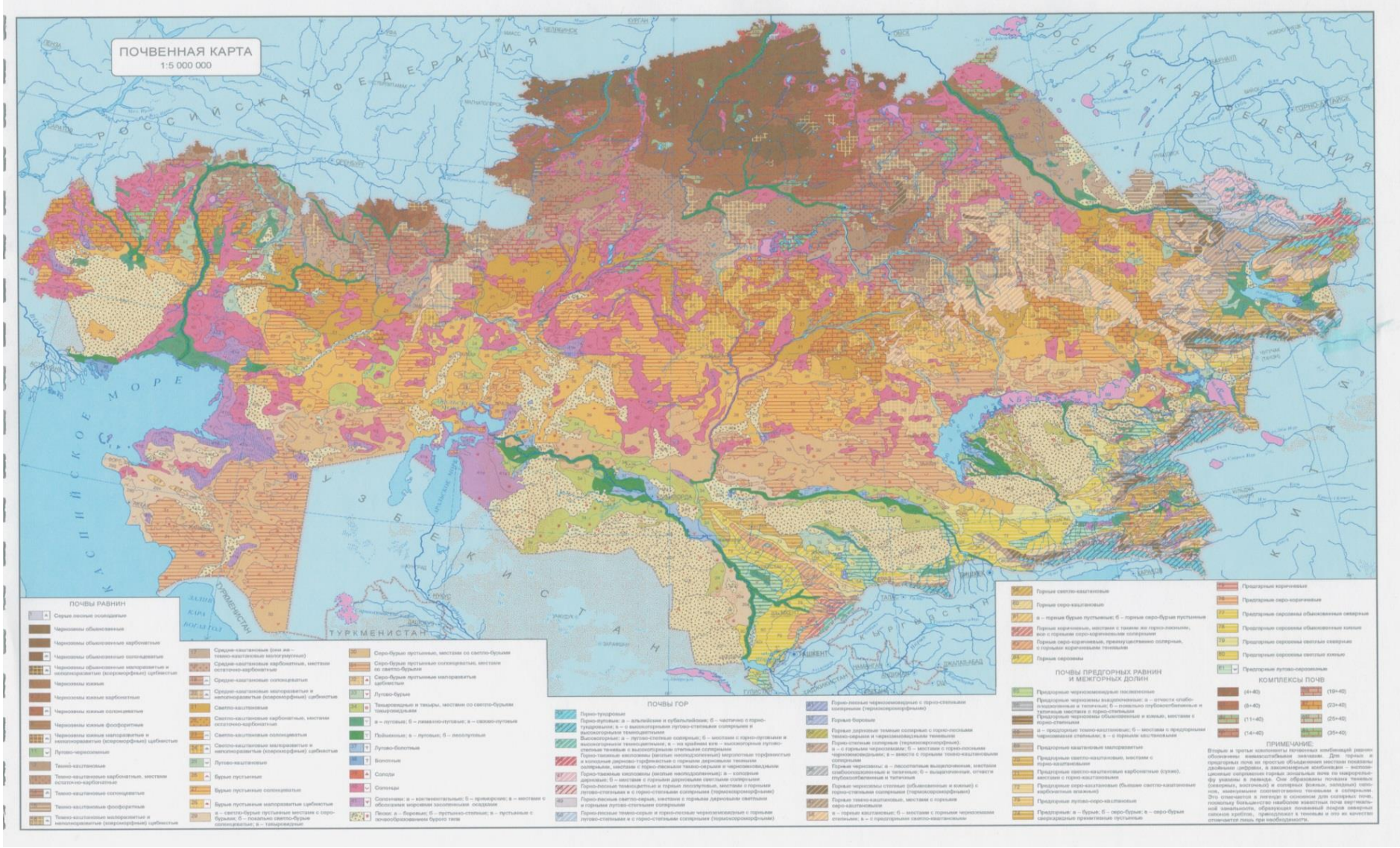


Рисунок 1.1.4.1 - Почвенная карта

1.1.6. Характеристика растительного покрова

Кызылкогинский район расположен полупустынной зоне Прикаспийской провинции в Уилском (северо-восточная часть) и пустынной зоне Арало-Каспийской провинции Эмбинском возвышенно-равнинном (восточная часть) и в Приморском низменно-равнинном округах.

Для растительного покрова характерна ярко выраженная комплексность в виду того, что район располагается в двух природно-сельскохозяйственных зонах.

Район находится в наиболее благоприятных условиях в отношении обеспеченности и ценности кормовых угодий, т.к. это единственный район в области, который находится в полупустынной зоне. Для этой части (бывшие совхозы Гурьевский, им. Джангельдина, КзылТу, Комсомольский, северная часть совхозов Тасшагылский, им. Абая, им. Ленина) характерны сплошные массивы дерновиннозлаковых и дерновиннозлаково-полынных типов пастбищ по равнине на светло-каштановых супесчаных и суглинистых почвах. Основную массу пастбищного корма на них дают ковыль сарептский (тырсик), житняк пустынный, полынь лерховская, типчак, ковылок. Пастбища иногда засорены полынью австрийской. Дерновиннозлаковые типы пастбищ являются одними из самых ценных в области весеннее-летне-осеннего сезона использования для всех видов скота. Местами, где позволяют условия рельефа, возможно сенокошение.

Дерновиннозлаковые пастбища комплексируются с полынными (полыни Лерховская и белоземельная). Полынные пастбища распространены по равнине на светло- каштановых супесчаных и суглинистых почвах. Кроме полыни на пастбищах существенную роль играют эбелек, мятлик луковичный, а также злаки – ковыли, типчак, житняк. Повсеместно распространены полынные пастбища (полыни серая и Лерховская). Субдоминантами выступают злаки: ковыли, житняк, эфемеры, мятлик луковичный, итсигек. Встречаются как отдельными массивами, так и в комплексе с дерновиннозлаковыми и солянковыми пастбищами.

На территориях бывших совхозов КызылТу, им. Джангельдина, Комсомольский, Тасшагылский, землях долгосрочного пользования на песчаных массивах Бийрюк и Тайсойган распространены ценные в кормовом отношении еркековые, еркеково- серополынные, еркеково-злаковые и шагыровые со злаками пастбища.

Дерновиннозлаковые, полынные и еркековые типы пастбищ рекомендуется использовать в весеннее-летне-осенний период под выпас всех видов скота.

В юго-западной части (земли несельскохозяйственного назначения) распространены биюргуновые, биюргуново-тасбиюргуновые, биюргуново-кейреуковые и биюргоново-чернополынные типы пастбищ.

Повсеместно по району небольшими массивами распространены кокпековые, чернололынные, солянковые (климакоптера, эбелек, петросимония, изень, камфоросма) типы пастбищ. Эти пастбищные угодья рекомендуется использовать в осенний период под выпас овец,

лошадей.

Самыми распространенными в районе по сезону использования являются весеннее- летне-осенние пастбища. Площадь 1006,3 тыс. га, что составляет 68,4% от общей площади пастбищ. Урожайность 1,6 ц/га кормовых единиц. Кормозапас 1627,9 тыс.ц кормовых единиц. Площадь осенних пастбищ 449,1 тыс.га, 30,6% от общей площади пастбищ. Урожайность 0,9 ц/га кормовых единиц. Кормозапас 416,0 тыс. ц кормовых единиц. Незначительные площади занимают весеннее-осенние весенние пастбища 15,7 тыс.га (1%) и 1,5 тыс.га соответственно. Урожайность весеннее-осенних пастбищ 1,3 ц/га кормовых единиц, кормозапас 20,4 тыс.ц кормовых единиц. Урожайность весенних пастбищ 2,7 ц/га кормовых единиц. Кормозапас 4,1 тыс.ц кормовых единиц. Потенциальный кормозапас по району составляет 2068,4 тыс. ц кормовых единиц.

В настоящее время пастбищные угодья используются умеренно.

В районе отмечено 170,0 тыс.га сбитых и 107,7 тыс.га засоренных пастбищных угодий, соответственно 15,4% и 9,8%. Отмечено 2,9 тыс. га скотосбоя.

Сбитые и засоренные участки выделены на интенсивно используемых пастбищах, прежде всего на дерновиннозлаковых. Дальнейшее поступательное развитие животноводства района связано с необходимостью проведения комплекса мероприятий по сохранению и улучшению, а также по повышению кормоемкости естественных кормовых угодий. Мероприятиями предусматривается проведение коренного поверхностного улучшения в сочетании с пастбищеоборотом.

По пойме реки Уил формируются луговые травостои. Травостой слагают злаки: в основном пырей ползучий, реже вейник наземный, тростник обыкновенный (луговые травостои используются как сенокосные угодья). Сенокосные угодья приурочены к луговым, аллювиально-луговым почвам. Площадь сенокосов 50,3 тыс. га. Кормозапас 16,4 тыс. ц кормовых единиц, урожайность 4,3 ц/га кормовых единиц.

По данным ученых Санкт-Петербургского Университета полный список растений в районе включает 320 видов, из них доминантными эдификаторами являются не более 80. Анализ флоры Кызылкогинского района показывает, что первое место по количеству видов занимает семейство сложноцветных (15%), на втором месте – маревые (13%), на третьем – злаки (12,5%) и затем бобовые (10,5). На эти 4 семейства приходится 515 видов растений региона.

Выделяются следующие жизненные фауны:

- деревья: тополя черный и белый, осина, ива белая, лох узколистный, вяз мелколистный;
- полукустарники: терескен, полыни морская и австрийская, кохия, полыни белая и черная, лебеда бородавчатая и др.;
- травы: большинство видов растений.

Более половины флоры региона – это многолетники (58%), однолетники и двулетники составляют около 29%.

На территории района встречаются следующие виды дикорастущих полезных растений: лекарственные – боярышник кроваво-красный, полынь горькая; дубильные – кермек Гмелина, ревень татарский, ива; технические анабазис безлистный, тростник обыкновенный; волокнистые – кендырь.

Представителей флоры, занесенной в Красную Книгу, на территории района не встречается.

В растительном покрове, в зависимости от степени пылеватости песчаных почв, в том или ином обилии преобладают: еркек (*Agropyronfragile*), полынь песчаная (*Artemisiaarenaria*), полынь сактолинная (*A.santolina*), полынь белоземельная (*Artemisiaterrae-albae*), осока вздутоплодная (*Carexphysodes*). Из кустарников доминируют жузгун безлистый (*Calligonumaphyllum*), терескен (*Ceratoidespapposa*), курчавка (*Atraphaxisspinosa*), астрагалы (*Astragalusammodendron, A.paucijugus*), эфедра (*Ephedralomatolepis, E.distachya*). По сильно развеянным бугристо-барханным пескам типична разреженная растительность из акации песчаной (*Ammodendronargentheum*), кияка (*Leumusracemosus*), эремоспартона (*Eremospartonaphyllum*), хондриллы, молочая (*Euphorbiaseguieriana*), жузгуна «голова Медузы» (*Calligonumcaputmedusae*), селина перистого (*Aristidapennata*).

По вершинам бугристых песков чаще всего распространены жузгуновые, осочково-псаммофитнокустарниковые сообщества. Их видовой состав довольно богат и представлен следующими видами: *Calligonumaphyllum, Ceratoidespapposa, Astragalusbrachypus, Artemisiaarenaria, A.terrae-albae, Ephedralomatolepis, Salsolapaulsenii, Agropyronfragile, Stipagrostispennata, Kochiaprostrata*и др. В сообществах участвует до 18-25 и более видов. Склоны барханов зарастают псаммофитнокустарниково-полынно-тескеновыми сообществами. Кроме вышеперечисленных видов, здесь много эфемеров и эфемероидов (*Allysumdesertorum, Tulipaborsczczowii, Carexphysodes, Iristenuifolia*).

Котловины выдувания в основном заняты эремоспартоновыми (*Eremospartonaphyllum*) и песчанополынными (*Artemisiaarenaria*) сообществами. Их площадь иногда значительная, а общее проективное покрытие достигает 40-60%.

Производственная урожайность кустарниково-еркеково-полынной растительности в зависимости от густоты травостоя и большего или меньшего участия хорошо и плохо поедаемых растений колеблется в больших пределах от 0,5 до 3,5 ц/га. Такие угодья в прошлом использовались как разносезонные пастбища.

В сглаженных бугристых и равнинных песках распространены полынно-еркековые, эфемероидно-полынные с кустарниками (терескен, изень) сообщества.

Растительный покров характеризуется высокой степенью покрытия, преобладанием еркека и полыней. Доминирующими видами являются еркек (*Agropyronfragile*), полынь (*Artemisiaterrae-albae*), терескен (*Ceratoidespapposa*), курчавка (*Atrapxahisspinosa*); реже распространены изень (*Kochiaprostrata*), жузгун безлистый (*Calligonumaphyllum*) и осока вздутоплодная (*Carexphysodes*). Постоянно, но в небольшом обилии встречается полынь песчаная (*A.arenaria*).

В сообществах типична ранневесенняя синузия эфемеров и эфемероидов, из них наиболее обильны: осока вздутоплодная (*Carexphysodes*), ирис (*Iristenuifolia*), крупноплодник (*Megacarpea megalocarpa*), бурачок пустынный (*Alyssumdesertorum*), риндера (*Rinderatetrapsis*), тюльпаны (*Tulipaborszczowii*, *t. biflera)*, ренопеталум Карелина (*Renopetalumkarilinii*), ревень татарский (*Rheumtataricum*), мятлик луковичный (*Poabulbosa*). Незначительно в растительном покрове распространен ковыль Гогенаккера (*StipaHohenakerii*).

Доминируют следующие виды растений - полынь белоземельная (*A.terrae-albae*), еркек (*Agropyronfragile*) и терескен (*Ceratoidespapposa*), довольно часты полыни: песчаная (*A.arenaria*), сантолинная и войлочноопушенная (*Artemisiatomentella*), осока вздутоплодная (*Carexphysodes*). Из кустарников отмечаются: жузгун безлистый (*Calligonumaphyllum*), курчавка (*Atraphaxisspinosa*).

Полынь белоземельная (Artemisiaterrae-albae)

На участках дополнительного увлажнения (долины временных водотоков, овраги, глубокие понижения рельефа) растительность представлена экологическим рядом сообществ по уменьшению увлажнения: тростниковых (*Phragmitesaustralis*), чиевых (*Achnatherumsplendens*) с редкими группировками кустов чингила (*Halimodendronhalodendron*) и единичными деревьями лоха *(Elaeagnus oxycarpa*).

В широких межгрядовых понижениях экологический ряд значительно отличается от первого: отакыренный солончак с редкими однолетними солянками (*Climacopteracrassa*,

Petrosimoniabrachiata); сообщества камфоросмы (*Camphorosmalessingii*); кермеково-кокпековые сообщества (*Atriplexcana, Limoniumsuffruticosum*); далее идут сообщества чия блестящего (*Achnatherumsplendens*) и однолетнесолянково-полынные (*Suaedaaltissima, Salsolanitraria, Artemisiaterrae-albae*).

На бурых солончаковых почвах и солончаках преобладают биюргуновые (*Anabasissalsa*) и биюргуново-тасбиюргуновые (*Nanophytonerinaceum*) полукустарничковые сообщества.

На контрактной территории встречаются такыры. Некоторые из них без растительности или в обрамлении разреженных сообществ биюргуна (*Anabasissalsa*) и тасбиюргуна (*Nanophytonerinaceum*). Отдельные небольшие солончаковые понижения по периметру окаймлены кустами селитрянки (*Nitrariaschoeberi*).

На изучаемой территории встречаются участки всхолмленной пологоволнистой глинистой равнины. Вершины и склоны небольших холмов заняты полынно-карагановыми фитоценозами (*Artemisiaterrae-albae, Caraganafrutex*). В межбугровых понижениях нередки такыры без растительности и сообщества биюргуна (*Anabasissalsa*).

Территорию участка пересекает русло временного водотока Жангылдыозек. Ширина его поймы 7-10 м. Его борта чередуются с обрывами (до 2-4 м) и пологими берегами. Вдоль пологих берегов встречаются сообщества чия (*Achnatherumsplendens*), полынные фитоценозы чередуются с зарослями и отдельными экземплярами гребенщика (*Tamarixlaxa*). Иногда встречаются единичные деревья лоха. Повсеместно изобилует осочка (*Carexpachistilis*), крутые склоны покрыты осочково-полынными фитоценозами с редкими экземплярами гребенщика.

Саксаульники распространены на участке исследования на суглинистых почвах и представлены ассоциациями: полынно-черносаксауловыми, белоземельнополынно-черносаксауловыми, кейреуково-черносаксауловыми. Флористический состав формации насчитывает более 100 видов.

Доминант – саксаул черный (*Haloxylonaphyllum*) (*Minkw*) *Iljin*высокий (до 3 м) кустарник, типичен для северных пустынь. Саксаул начинает вегетировать весной (в апреле), цветет в мае (5-10 дней), плодоносит осенью. Размножается саксаул семенами, иногда порослевым возобновлением. Фотосинтез осуществляется зелеными веточками. Высота древесного яруса в саксаульниках 1,5-3 м, проективное покрытие 40-75%, запас корма 2,5-7,5 ц/га. Саксаульники являются хорошими весенне-осенними пастбищами для верблюдов и овец (иногда зимними).

Южная часть контрактной территории находится в зоне пустынь, подзоне средних (настоящих) эфемерово-полынно-солянковых пустынь с серо-бурыми, такыровидными почвами.

Растительность средних (настоящих) пустынь представлена на описываемом участке полынно-многолетнесолянковыми ассоциациями с участием чернобоялыча (*Salsola arbusculiformis*) и полыней (*Artemisiapauciflora, A. semiarida, A. terrae-albae, A. tomentella*);

эфемерово-полынно-многолетне-солянковыми; ферулово-полынно-многолетне-солянковыми; полынно-черносак-сауловыми на серо-бурых суглинистых почвах; ассоциациями с различными вариантами многолетнесолянковой, разнополынной и эфемеровой растительности на серо-бурых солонцеватых почвах; ассоциациями белоземельнополынно-многолетнесолянковыми, разнополынно-многолетнесолянковыми с ферулой (*Ferulaferulaeoides*), разреженными биюргуновыми, разреженными чернобоялычевыми, угнетенными черносаксауловыми на серо-бурых эродированных почвах.

Интразональная растительность (растительность понижений, сухих русел, солончаков, солонцов, соров, такыров) имеет место в настоящей пустыне. Это ассоциации – многолетнесолянковые, разнополынно-многолетнесолянковые; однолетнесолянково-многолетнесолянковые на солонцах пустынных солончаковых; чиево-кустарниково-кокпековые, многолетнесолянково-белоземельнополын-ные, однолетнесолянково-разнополынные и др. на солонцах лугово-пустынных солончаковых; галофитнокустарниковые и галофитнополукустарничковые (сарсазанники, кокпечники, кермечники и др.) с участием полыней, ломкоколосника и однолетних солянок на солончаках обыкновенных; варианты ассоциаций с многолетними и однолетними солянками на солонцах луговых; изреженные поселения многолетних солянок (сарсазана шишковатого) и однолетних солянок на солончаках соровых; водорослевые сообщества с единичными поселениями солянок на такырах.

Все эти сообщества по фактору доминирования объединяются в формации: биюргуновой, чернобоялычевой, однолетнесолянковой, полыни белоземельной, полыни черной, разнополынной, итсигековой, черносаксауловой, кокпековой, тасбиюргуновой.

Полынные пустыни связаны с более легкими по механическому составу почвами, менее засоленными и карбонатными. На равнинах полынные ценозы формируют *Artemisiaterrae-albae, A. semiarida, A. pauciflora, A. arenaria,* которые являются доминантами. Книмпримешиваются: A*rtemisia schrenkiana, A. richterana, A. tomentella, A. santolina, A. guingueloba*. Имея широкую экологическую амплитуду, белоземельнополынники участвуют в сложении многих комплексов растительного покрова (с участием злаков, эфемеров и эфемероидов, ковылей, боялыча (галофитный вариант), кокпека, биюргуна.

Формация полыни белоземельной (*Artemisiaterrae-albae*). Флору формации полыни белоземельной составляют: полукустарнички, многолетние травы, эфемероиды и эфемеры.

Artemisiaterrae-albaeKrasch– полынь белоземельная, доминант, ксерофитный полукустарничек. Содоминантами в сообществах являются: полынь черная (*Artemisiapauciflora,* боялыч, *Salsolaarbusculiformis, Stipasareptana, Anabasisaphylla*и др.).

К понижениям на солонцеватых почвах и солонцах приурочена *чернополынная формация*. Доминант - полынь черная (*Artemisiapauciflora*). Субдоминантами чаще всего являются: полынь

белоземельная (*Artemisiaterrae-albae*), боялыч (*Salsolaarbusculiformis*), биюргун и др. виды. Они приурочены к заросшим такырам, всхолмленным плакорам, плато, столовым возвышенностям, распространены на солонцах, солончаково-солонцеватых суглинистых, серо-бурых и бурых почвах.

В сложении чернополынников принимают участие биюргун (*Anabasissalsa*), кокпек (*Poabulbosa, Eremopyrumorientale*и др.).

Флору формации черной полыни представляют около 90 видов. Это ксерофитные и галоксерофитные полукустарнички, эфемеры и эфемероиды, травянистые многолетники. Растения до 30 см высоты; проективное покрытие травостоя в зависимости от экологических условий – 30-70%. Урожайность от 2 до 5 ц/га.

Чернополынники – пастбища для овец и верблюдов.

ArtemisiapaucifloraWeb. – полынь черная, доминант, ксерофитный полукустарничек, до 25 см высотой. Это доминант пустынных ценозов на засоленных почвах. Вегетирует с конца марта до середины мая. С уменьшением доступной влаги вегетативные побеги с листьями прекращают рост (в середине мая) и подсыхают. К июню листья опадают, и полынь черная “уходит” от засухи в состояние покоя. Она быстро реагирует на осадки появлением изумрудно-зеленых листочков. В годы с осенним увлажнением она вновь по-весеннему зеленеет, цветет и при достаточной влаге плодоносит. Весь цикл вегетации составляет в среднем 150-170 дней.

Черная полынь размножается семенами, которые созревают осенью. Обильные весенние всходы с наступление летней засухи погибают. Об устойчивом состоянии ценопопуляции полыни черной свидетельствует постоянный запас живых семян в почве и ежегодное появление всходов.

Ценопопуляция этой полыни имеет полный набор возрастных групп и является популяцией нормального типа с регулярным устойчивым возобновлением. Отмирание происходит на разных возрастных этапах, но чаще погибают всходы и ювенильные растения, а из взрослых – старые особи.

В чернополынных ассоциациях (*ass. Artemisiapauciflora*) степень участия черной полыни - до 90%. В небольшом обилии в них встречаются *Kochiaprostrata, Anabasissalsa, Stipasareptana*; весной – эфемеры и эфемероиды (*Ferulaferulaeoides, Rheumtataricum, Poabulbosa*). Общее проективное покрытие 40-60%. Биюргуново-чернополынные ассоциации (*Artemisiapauciflora, Anabasissalsa*) ассоциации встречаются на солонцах и небольших понижениях. Разреженный травостой, проективное покрытие 30-40%, обедненный флористический состав (до 10 видов). В основном, кроме полыни черной и биюргуна присутствуют эфемеры и эфемероиды (*Ferulaferulaeoides, Poabulbosa, Rheumtataricum, Alyssumdesertorum, Leonticeinserta, Lepidiumperfoliatum*и др.). Это весенние и осенние пастбища для овец, верблюдов и лошадей.

В сложении боялычников участвуют полыни: *Artemisiaterrae-albae, A. pauciflora, A. turanica, A. semiarida*на солонцеватых суглинистых почвах и солонцах; терескен (*Ceratoidespapposa*), биюргун (*Anabasissalsa*), тасбиюргун (*Nanophytonerinaceum*). Флору формации боялыча составляют также: пустынные кустарники, полукустарнички, многолетние травы, эфемеры, эфемероиды (колподиум, ревень татарский). Проективное покрытие в сообществах колеблется от 30 до 60%. Доминантом является боялыч.

SalsolaarbusculiformisDrob. – солянка древовидная, боялыч, ксерофитный среднеазиатский полукустарничек до 50 см высотой. Вегетация его начинается с марта-апреля. В конце мая рост прекращается, боялыч зацветает. Цветет он не ежегодно и период цветения неодинаков – 15-20 дней, плодоносит в третьей декаде июня. В июле, в период максимальных температур боялыч сбрасывает листья. Возобновление семенное. Осенью боялыч безжизненный. Корни боялыча проникают на глубину 90-130 см. Боялыч отличается пониженной отдачей воды. Его суккулентные листья экономно расходуют воду.

Боялыч - корм среднего качества с урожайностью от 1 до 4 ц/га.

Формация биюргуновая (*Anabasissalsa*) – широко распространена на солонцах, межсопочных понижениях, шлейфах останцов, депрессий и такыров. В большинстве случаев биюргунники почти чистые, подушкообразные с редким участием других видов растений (тасбиюргуна, лишайников, черной и белоземельной полыней). Участие тех или иных видов растений соответствует образованию различных ассоциаций. На солонцово-солончаковых почвах понижений распространена кокпеково-биюргуновая ассоциация (*Anabasissalsa, Atriplexcana*), а влажные солончаки заняты сведово-биюргуновой (*Anabasissalsa-suaedaphysophora*) ассоциаций.

Вегетация биюргуна (Anabasissalsa) – начинается в апреле, бутонизация с середины мая, цветение - весь июнь. Плоды формируются в течение всего лета. Размножается семенами и вегетативно, путем укоренения стеблей. Всходы появляются в апреле. На втором году жизни начинается ветвление. Плодоносит на 3-4 год. К восьми годам достигает высоты взрослого биюргуна – 10-15 см. Корень стержневой с массой боковых корней в слое 15-40 см. Корневая система приспособлена к засолению и биюргун использует влагу, практически недоступную для других растений. Биюргун – хороший осенний нажировочный корм для верблюдов. Овцы удовлетворительно поедают его осенью и зимой.

Ассоциации: биюргуновые, эфемерово-биюргуновые (*Anabasissalsa, Tulipapatens, Leonticeinserta, Zygophyllummacropterum, Lepidiumperfoliatum*и др.). Субдоминантами биюргуна часто бывают: тасбиюргун (*Nanophytonerinaceum*) – полукустарничек 10-20 см высотой (на солончаках и щебнистых бурых почвах), а также *Atriplexcana*– лебеда серая (кокпек). Это полукустарничек 20-50 см высотой. Растет на солонцах и солонцеватых почвах.

Формация однолетних солянок. Однолетние солянки (*Salsolafoliosa, S. australis, S. dendroides, Suaedaphysophora, Climacopterabrachiata, C. Lanata, Petrosimoniasibirica, P. Oppositifolia, Kochiaprostrata*и др.) на солончаках обыкновенных, на солончаках соровых, на солончаках луговых, на солонцах лугово-пустынных солончаковых. Это однолетние растения 10-50 см высотой, цветут в июне-июле, плодоношение в августе-сентябре большим количеством семян. Возобновление только семенное.

Кокпековая формация Atriplexcana (лебеда серая, кокпек). Кокпековые ассоциации характерны для настоящих пустынь. Они распространены на солонцах, по солончаковым впадинам и надпойменным террасам. Доминантом является кокпек (*Atriplexcana*), субдоминант – сведа (*Suaedaphysophora*). В видовом составе присутствуют полукустарнички, травянистые многолетники, эфемеры, эфемероиды и совсем немного полукустарников и кустарников (*Artemisiapauciflora, A. terrae-albae, Anabasissalsa, Salsolaarbusculiformis*и др.). Жизненное состояние, высота и проективное покрытие в разные годы варьирует от 20 до 50 см, проективное покрытие 15-70%.

AtriplexcanaC.A.M. – лебеда седая (кокпек) – галоксерофильный полукустарник, растение с зимне-летней вегетацией, листья зимой не опадают, а ранней весной начинают ассимилировать. Они держатся на растении весь год, летом желтеют и опадают. Период вегетации 80-125 дней. Генеративные побеги отрастают в мае-июне, бутонизирует и цветет в июле, плодоносит в августе, обсеменение происходит в октябре и длится до 20 дней. Кокпек - трихогидрофит. Его корень у поверхности почвы толстый, плосковатый и бороздчатый. Резко сокращаясь в диаметре к низу, на глубине около 10 см он начинает ветвиться и по мере углубления корешки уменьшаются в диаметре. Боковые всасывающие корни имеют множество всасывающих волосков. У кокпека высокая влажность листьев и пониженная интенсивность транспирации, а также способность с возрастанием засухи перестраивать работу устьиц (увеличивать или уменьшать транспирацию), что способствует длительной жизнедеятельности листьев, а также возможности существования кокпека на почвах с близко и глубоко залегающими грунтовыми водами. Кокпек – пастбищный корм для верблюдов, лошадей и (отчасти) овец в осенне-зимний период.

Тасбиюргуновая формация (Nanophytonerinaceum) включает в себя ассоциации чисто тасбиюргуновые, биюргуново-тасбиюргуновые, тасбиюргуново-биюргуновые, полынно-тасбиюргуновые (с полынью белоземельной).

Тасбиюргуновые ассоциации приурочены к солонцеватым, преимущественно щебнистым почвам, эдификатор (доминант) – полукустарничек высотой 10-20 см.

Nanophytonerinaceum (Pall) Bge– нанофитон ежовый, тасбиюргун. Отрастание начинается в апреле, цветение – во второй половине июня, фаза плодоношения растянута, размножается

только семенами. Выживаемость всходов плохая. У взрослых растений за вегетационный сезон однолетние побеги вырастают от 0,1 до 3,5 см; обладает способностью регулировать транспирацию в зависимости от наличия влаги в почве (уменьшать или увеличивать).

Флористический состав тасбиюргуновых ассоциаций от 10 до 50 видов, проективное покрытие в зависимости от экологических условий 10-50%. Кроме эдификаторов в травостое можно отметить биюргун, полыни туранскую, белоземельную, боялыч, эфемеры и эфемероиды. Тасбиюргуновые пастбища – малопродуктивные пастбища для овец и верблюдов в осенне-зимний период.

Формация сарсазановая (Halocnemusstrobilaceum) распространена на солончаках, солонцах лугово-пустынных: эфемерово-сарсазановые, белоземельнополынно-сарсазановые, биюргуново-сарсазановые, кокпеково-сарсазановые, поташниково-сарсазановые.

Сарсазановые ассоциации типичны для солончаковых пустынь, располагаются вокруг соров, озер и других засоленных понижений. Близ центра соров произрастают почти чистые сарсазанники. Сарсазановые ассоциации приурочены к солончаковым впадинам, морским и озерным берегам.

Сарсазан шишковатый – Halocnemumstrobilaceum (Pall) М.Б. – доминант, низкий (20-40) галомезоксерофитный полукустарничек. Ему свойственно вегетативное разрастание укоренением стеблей с помощью развивающихся многочисленных придаточных корней, а также массовое семенное возобновление. Взрослые особи образуют крупные (более 1 м в диаметре) куртины. Сарсазан выдерживает очень сильное, токсичное для растений засоление (натриево-хлоридное), поэтому часто он образует монодоминантные сообщества на соровых солончаках. Летом сарсазан не поедается скотом из-за содержания в нем большого количества солей. Поедается поздней осенью и зимой овцами и верблюдами, когда соли из него вымываются дождями.

Кустарниковая формация приурочена к старым сухим руслам рек. Доминантами являются кустарники *Atraphaxisspinosa*– курчавка шиповатая, *Caraganagrandiflora*– карагана крупноцветковая. Субдоминантами являются: *Ceratoidespapposa*– терескен, полыни (*Artemisiaterrae-albae, A. aralensis, A. marschalliana*), а также разнотравье и эфемеры (*Stiparichteri, S. sareptana*), ковыли, *Achonotherumsplendens* (чий блестящий), *Ferulaferulaeoides, F. caspica*, ревень татарский, *Poabulbosa, Pheumtataricum*. Проективное покрытие до 60%.

Caraganagrandiflora (М.В.) ДС – карагана крупноцветковая – доминант, кустарник до 1 м высотой в отрицательных элементах рельефа, солевыносливое, засухоустойчивое, обитает в глинистых пустынях. Отличается ранневесенним цветением (в апреле) крупными желтыми цветками размножается семенами, в благоприятных условиях образует кусты до 2 м высотой. Декоративное, медонос.

AtraphaxisspinosaL. – курчавка шишковатая – кустарник 40-80 см высотой, цветет в мае, плодоносит в июне-июле, размножается семенами, веточки на концах без листьев с шипами.

Из многолетних солянок, являющихся доминантами или субдоминантами в исследуемом районе распространены сарсазан, поташник, кокпек, биюргун, тасбиюргун.

Kalidiumcaspicum (L) – поташник каспийский, кустарничек 15-75 см высотой. Цветение и плодоношение в июле-августе. Растет по пухлым и корковым солончакам, сорам, берегам соленых рек и озер. Скотом не поедается, ядовитое, соледающее, инсектицид, техническое сырье для получения соды и поташа. Размножается семенами.

Терескен роговидный (*Ceratoidespapposa*) часто является субдоминантом в ассоциациях вместе с караганой и курчавкой.

Флора исследованной территории насчитывает около 40 видов высших сосудистых растений. Наибольшим числом видов представлено семейство сложноцветных (Asteraceae). Встречаются представители таких семейств, как Бобовые (Fabaceae), Маревых (Chenopodiaceae).

На исследуемой территории распространены по составу одно-двухкомпонентные сообщества –полынковое.

Таблица 1.1.6.1 - Характеристика растительности месторождения

Растительное сообщество	**Солянково-полынное**
Положение в ландшафте	Плоская равнина
Проективное покрытие	30 %
Степень антропогенной трансформации	Средняя
Причина транформации	Слабое воздействие автотраспортом, выпас

Видовой состав

Название растений	**Высота растений**	**Фенофаза**	**Жизнен-ность**	**Проективное покрытие**	**Обилие по шкале Друде**	**Распределение**
Artemisia austriaca	20-60 см	Цветение	6	30	Cop_3	Диффузно, создает основной фон
Artemisia lercheana	18-45 см	Цветение	3	10	Cop1	Группами, довольно часто
Astragalusarenarius	10-30	Цветение	3	2	Sol	Диффузно, редко
Halóxylonaphyllum	1-2 м	Цветение	3	1	Sol	Диффузно, редко
Halóxylonpersicum	3-10 м	Цветение	3	1	Sol	Диффузно, редко
TanacetcimVulgareL	30-70 см	Цветение	3	1	Sol	Диффузно, редко
Erysimum cheiranthoides	20-80 см	Цветение	5	1	Solun	Диффузно, единично
Onosmapylychromum	20-40 см	Цветение	4	1	Solun	Диффузно, единично

Таблица 1.1.6.2

Семейство	**Вид**	**Характеристика**
Asteraceae - Астровые	род: Полынь-Artemisia.L вид: Полынь австрийская- Artemisia austriaca	Многолетник, 20-60 см., Сорный, эфирн.
	род: Полынь-Artemisia.L вид: Полынь лерха- Artemisia lercheana	Многолетник, 18-45 см., кормовой, эфирн.
Fabaceae - Бобовые	род: Верблюжья колючка – Alhagi вид:Верблюжья колючка обыкновенная- Alhagi pseudoalhagi	Полукустарник, 5-15 см.
Chenopodiaceae Маревые	род: Солянок -Salsola вид:Солянкахолмовая-Salsolacollina	Многолетник, 20-80 см

	род: Anabasis вид:Биюргун –Anabasis salsa	Многолетник, 5-25 см
Amaranthάceae-Амарантовые	род: Halóxylon вид: Halóxylonaphyllum	Кустарник, 1-2 м
	род: Halóxylon вид: Halóxylonpersicum	Кустарник, 3-10 м

1.1.7. Характеристика видового состава животных

Согласно зоогеографическому районированию, территория Кызылкогинского района входит в:

- западную часть полупустынной зоны Казахстанского округа Казахстано- Монгольской провинции Центральноазиатской подобласти;
- северные Арало-Каспийские пустыни Туранского округа Ирано-Туранской провинции средиземноморской провинции.

Для первой зоны характерными являются следующие млекопитающие: ушастый еж, заяц-русак, большой суслик, обыкновенный хомяк, хомяк Эвер.смана, обыкновенная полевка.

Для второй зоны: заяц-песчанки, тушканчик Северцева, большая и полуденная песчанки.

Общими для обеих зон являются: суслики малый и песчаник, толстохвостый тушканчик, тарбаганчик, емуранчик, степной хорь, корсак, волк и встречается (редко) сайгак.

Согласно литературным данным и результатам проведённых экологических исследований фауна рассматриваемого района представлена:

- Беспозвоночные (членистоногие) животные - не менее чем 2443 видами из 1064 родов 135 семейств и 14 отрядов насекомых, и 70 видов из 44 родов 19 семейств 5 отрядов паукообразных;
- Позвоночные животные: земноводные - 1 вид, пресмыкающиеся - не менее чем 12 видов; птицы – не менее 278 видов, среди которых достаточно многочисленна по видовому составу группа редких и исчезающих птиц, занесенных в Красную Книгу РК и МСОП; млекопитающие - не менее чем 34.

Фауна наземных позвоночных Кызылкогинского района в значительной части идентична фауне других территорий Атырауской области, хотя есть и незначительные отличия, связанные с физико-географическими условиями данной местности. В частности, в ур. Ойтан присутствует и местами весьма многочисленна большая песчанка, западная граница распространения которой совпадает с долиной р. Урал. Подобные примеры есть и в группе тушканчиков, и в других таксонах. В составе орнитофауны отличия определяются прежде всего, наличием р. Сагиз и, соответственно, присутствием здесь водных и околоводных птиц.

Более высокой в ур. Ойтан оказалась численность сайгаков. При учетах в сентябре здесь нередко встречались стада, состоявшие более чем из 200-300 особей. При этом регистрировались и более мелкие группы, в том числе и одиночные особи. На многократно повторенном

автомобильном маршруте Ойтан-Шоба обычно удавалось насчитывать до 600-700 особей этого вида (при ширине учетной полосы 2-3 км). Выявлено здесь и наличие других промысловых животных – лисицы, корсака, зайца- русака и толая. Из редких и охраняемых птиц присутствуют степной орел, курганник, филин; по реке Сагиз обычны различные виды уток, отмечены большая выпь и лысуха.

Анализ видового состава фауны наземных позвоночных и сопоставление этих данных с литературными сведениями позволяет заключить, что фауна территории Тайсойганского полигона находится в благополучном состоянии, о чем свидетельствует отсутствие пробелов в видовом составе, высокий уровень численности доминирующих видов и присутствие редких, особо уязвимых видов животных, подлежащих охране и включенных в Красные книги, в частности, степного орла, курганника. Преобразования ландшафта, происходящие в результате деятельности полигона незначительны и очень локальны и в силу этого практически не затрагивают популяции позвоночных животных.

В результате фаунистических сборов насекомых на территории района удалось выявить основные виды, активные в это время года (о достаточно полном выявлении фауны насекомых не может быть и речи, поскольку для этого необходимы значительно более продолжительные экспедиционные работы, причем проводимые во все сезоны года). Отмечено наличие более 300 видов насекомых. Сравнение списка этих насекомых с литературными данными по Казахстану (биокомплексные исследования в Казахстане 1973-1976гг.) позволяет заключить, что фауна насекомых является типичной для этих районов.

Рептилии

Основу фауны пресмыкающихся составляют пустынный комплекс - пискливый (Alsophylax pipiens) и серый (Tenuidactylus russowi) гекконы, такырная (Phrynocephalus helioscopus), ушастая (Ph. mystaceus) круглоголовки и круглоголовка-вертихвостка (Ph. guttatus), степная агама (Agama sanguinolenta), разноцветная (Eremias arguta) и быстрая (Eremias velox) ящурка, песчаный удавчик (Eryx milliaris) и стрела-змея (Psammophis lineolatum).

Водяной уж (Natrix tessellata), четырехполосый (Elaphe quatuorlineata) и узорчатый (Elaphe dione) полозы, щитомордник (Agkisrodon halys) и степная гадюка (Vipera ursinii) имеют широкое интразональное распространение.

В количественном отношении наиболее массовыми в естественных солончаковых, такырных, супесчаных и песчаных биотопах района являются степная агама

(A. sanguinolenta), разноцветная ящурка (E. arguta) и такырная круглоголовка

(Ph. helioscopus). Особое место в их распространении занимают преобразованные ландшафты (карьеры, техногенные насыпи и насыпи дорог, участки с удаленным почвенно-растительным слоем).

Птицы

Территория относится к Устиртскому орнитогеографическому району Туранской пустынной провинции (Гаврилов, 1999; Ковшарь, 2006, 2008), в котором зарегистрировано более 160 видов птиц. Ядром орнитофауны являются 33 гнездящихся вида, в том числе виды-маркеры: авдотка (Burhinus oedicnemus), обыкновенный курганник (Buteo rufinus), каменка-плясунья (Oenanthe isabellina) и серый жаворонок (Calandrella rufescens).

Согласно данным полевых исследований (октябрь 2013, май 2014 г. Отчет) основной фон орнитофауны данной территории составляют представители 2-х отрядов – соколообразные (Falconiformes) и воробьинообразные (Passeriformes). В меньшем количестве, но также регулярно встречены курообразные (Galliformes), совообразные (Strigiformes) и ржанкообразные (Charadriiformes). Среди гнездящихся, к фоновым, широко распространенным видам относится желтая трясогузка (Motacilla flava), населяющая более увлажненные участки, а также полевой (Alauda arvensis), степной (Melanocorypha calandra) и серый (Calandrella rufescens) жаворонки, устраивающие гнезда среди полынно-злаковой растительности. В зарослях кустарников обитает единственный оседлый вид - серая куропатка (Perdix perdix), в гнездовой период здесь поселяются северная бормотушка (Hippolais caligata), реже славка-завирушка (Sylvia curruca). На техногенно нарушенных участках, особенно в грунтовых стенах котлованов и траншей, вероятно гнездование зеленой (Merops superciliosus) и золотистой (M. apiaster) щурок и береговой ласточки (Riparia riparia). Локально - на морском побережье встречаются гусеобразные (Anseriformes) и ржанкообразные (Charadriiformes). Их видовой состав и численность особенно увеличиваются в период весенних и осенних миграций, поскольку вдоль северо-восточного побережья Каспийского моря. По данному рукаву мигрируют в основном водно-болотные птицы, но и сухопутные, прежде всего виды, населяющие пустынную и степную зоны, здесь также бывают многочисленны. Среди гусеобразных доминируют лебедь-шипун (Cygnus olor) и чирок-свистунок (Anas crecca).

Виды, гнездящиеся на исследуемой территории. Слева на право: серая куропата (Perdix perdix), желтая трясогузка (Motacilla flava), полевой жаворонок (Alauda arvensis). Встречающийся: курганник (Buteo rufinus)

Особо уязвимые, охраняемые виды

Из представителей данной группы ежегодно, включая и период гнездования, здесь встречается степной орел (Aquila nipalensis). Локальные одиночные гнезда этого вида обычно размещаются на опорах ЛЭП. Гнездовой период с апреля по июль. На месте планируемых работ наиболее часто может встречаться после вылета из гнезд молодняка – в августе-сентябре. Отлет на зимовку в октябре-ноябре.

Степной орел

В сезоны миграций и летних кочевок (апрель-октябрь) здесь вероятно появление и некоторых других, занесенных в Красную Книгу РК видов: стрепета (Tetrax tetrax), чернобрюхого рябка (Pterocles orientalis) и саджи (Syrrhaptes paradoxus). На мелководьях морского побережья в это время возможны кратковременные остановки колпицы (Platalea leucorodia), каравайки (Plegadis falcinellus), фламинго (Phoenicopterus roseus) и лебедя-кликуна (Cygnus cygnus), также являющихся особо охраняемыми видами в Казахстане.

Особо уязвимые и охраняемые виды исследуемой территории: слева на право: Степной орел (Aquila nipalensis), Чернобрюхий рябок (Pterocles orientalis)

Млекопитающие

Фауна млекопитающих представлена 36 видами животных, относящихся к 6 отрядам. Из них 5 видов являются объектами охоты и 3 редкими и исчезающими видами. Антилопа сайгак (Saiga tatarica), зарегистрирована как особо охраняемый вид. Насекомоядные (Insectivora) представлены двумя обычными видами - ушастым ежом и малой белозубкой, способными проникать в поселки и промышленные объекты и пегим путораком (Diplomesodon pulchellum), занесенным в Красную книгу Казахстана 2010.

В отряде рукокрылые (Chiroptera) насчитывается 5 видов. Обычны и довольно многочисленны нетопырь Куля (Pipistrellus khuli) и поздний кожан (Eptesicus serotinus). Как в постройках, так и в естественных биотопах селится широко распространенный вид двухцветный кожан (Vespertilio murinus). Реже встречается усатая ночница (Myotis mystacinus) и занесенным в красную Книгу Казахстана 2010 кожанок Бобринского (Eptesicus bobrinskoi). Хищные млекопитающие (Carnivora) рассматриваемого района насчитывают 7 видов. Среди них обычными, широко распространенными видами

являются: корсак (Vulpes corsac), обыкновенная лисица (Vulpes vulpes), ласка (Mustela nivalis) и степной хорек (Mustela eversmanni). Перевязка (Vormela peregusna), занесенная в красную Книгу Казахстана 2010 встречается редко. Ее обитание связано с наличием колоний песчанок и поселений сусликов. В интразональных биотопах изредка селится барсук (Meles meles). Численность хищников повсеместно низкая. Возможны заходы волка (Canus lupus) во время кормовых кочевок.

Парнокопытные (Atriiodactyla) рассматриваемого региона представлены единственным видом сайгак, численность которого значительно сократилась за последние десятилетия. В последние годы в зоне расположения наземных объектов Компании практически не встречаются.

Наиболее многочисленна группа грызунов - 18 видов. Среди них 6 видов, широко

распространенных в пустынных ландшафтах, являются переносчиками и носителями инфекций, опасных для человека и домашних животных (желтый и малый суслики, серый хомячок, тамарисковая, краснохвостая, полуденная и большая песчанки).

Из фоновых видов грызунов плотность поселений большой песчанки (Rhombomys opimus), краснохвостой песчанки (Meriones libycus). Тамарисковая (Meriones tamariscinus) и полуденная (Meriones meridianus) песчанки встречаются в меньшем количестве. Практически повсеместно встречается обыкновенная слепушонка (Ellobius talpinus). Среди тушканчиков наиболее многочислен малый тушканчик (Allactaga elater), реже встречается большой тушканчик (Allactaga major) и тушканчик-прыгун (Allactaga sibirica). На отдельных участках обитают тарбаганчик (Pygerethmus pumilio) и емуранчик (Stylodipus telum). Песчанные массивы населяет мохноногий тушканчик (Dipus sagitta).

Из мышевидных грызунов в небольшом количестве встречаются обыкновенная (Microtus arvalis) и общественная (Microtus socialis) полевки и серый хомячок (Cricetulus migratorius). К синантропным видам грызунов относятся серая крыса (Rattus norvegicus) и домовая мышь (Mus musculus).

Спорадично селятся малый (Spermophilus pygmaeus) и желтый (Spermophilus fulvus) суслики.

Отряд зайцеобразные (Lagamorpha) представлен одним видом - заяц-толай или песчаник (Lepus tolai). В пределах рассматриваемого региона он малочислен.

Показатели численности млекопитающих указывают на относительно устойчивое состояние фоновых видов и общие приемлемые условия обитания млекопитающих. В относительно благополучном состоянии находятся популяции колониальных грызунов (Rodentia) - краснохвостой и большой песчанок.

Видовой состав и численность животных, обитающих вблизи действующего, территория, существенным образом не отличается от такового на соседних территориях, не затронутых антропогенной деятельностью, а в ряде случаев превосходит её.Состояние животного мира может быть оценено как хорошее. В пределах их прохождения могут быть встречены жабы, повсеместно - степная агама (Trapelus sanguinolentus) и быстрая ящурка (Eremias (Dimorphea) velox), редко – змеи. Большое множество насекомых, из птиц - серый и степной жаворонки, зеленая щурка, грач, пустельга и т.д.

Из хищных млекопитающих по трассе дороги были зафиксированы следы пребывания волка (Canis lupus) (следы, помет), единичные особи и следы пребывания лисицы (Vulpes vulpes) и корсака (Vulpes corsac). Отмечались единичные особи и следы пребывания зайца - толая (Lepus tolai) и ушастого ежа (Erinaceus auritus).

Наличие редких, исчезающих и занесенных в Красную книгу видов животных

Животный мир региона по видовому составу сравнительно беден, что объясняется суровыми условиями местообитания и представлен, в основном, специфичными видами, приспособившимися в процессе эволюции к жизни в экстремальных условиях.

Ведущую роль среди животного мира играют млекопитающие и птицы. Другие представители фауны обычно не имеют такого хозяйственного значения, хотя во всей трофической цепи имеют первостепенное значение, составляя основу питания как для первых, так и для вторых.

Членистоногие представлены паукообразными (скорпион, тарантул, фаланга, клещи), многоножками и разнообразным видовым составом насекомых (саранчовые, муравьи, клопы, мухи, стрекозы, чешуекрылые и перепончатокрылые).

Пресмыкающиеся представлены на глинистых и песчаных почвах с зарослями полыни, тамариска среднеазиатской черепахой, разнообразным видовым составом ящериц (каспийский и серый галопалыйгекконы, степная агама, ушастая и песчаная круглоголовки, обыкновенная или прыткая ящерица, а также ящурки - быстрая, полосатая, средняя и линейчатая), и змеями (песчаный удавчик, степная гадюка, четырехполосый полоз, щитомордник).

Законодательством запрещается всякая деятельность, ведущая к сокращению численности объектов животного и растительного мира, включенных в Красную книгу, и ухудшающая среду их обитания. (Красная книга РК, 2010).

1.1.8. Особо охраняемые природные территории и объекты историко-культурного наследия

Согласно закону Республики Казахстан от 7 июля 2006 года № 175-III «Об особо охраняемых природных территориях», особо охраняемые природные территории и находящиеся на них объекты окружающей среды, имеющие особую экологическую, научную и культурную ценность, являются национальным достоянием Республики Казахстан.

В пределах Атырауской области, согласно Постановлению Правительства Республики Казахстан от 26 сентября 2017 года № 593, расположены следующие особо охраняемые природные территории республиканского значения:

- Новинский государственный природный заказник (зоологический);
- Государственная заповедная зона в северной части Каспийского моря;
- Государственный природный резерват «Акжайык».

Памятники истории и культуры

Историко-культурное наследие, как важнейшее свидетельство исторической судьбы каждого народа, как основа и непременное условие его настоящего и будущего развития, как составная часть всей человеческой цивилизации, требует постоянной защиты от всех опасностей. Обеспечение этого в Республике Казахстан является нравственным долгом и определяемый

Законом РК от 26.12.19 г. № 288-VI ЗРК «Об охране и использовании объектов историко-культурного наследия» обязанностью для всех юридических и физических лиц, охрана памятников архитектуры, археологии и истории обеспечивается положениями настоящего Закона Республики Казахстан.

Согласно «Закону об охране и использовании историко-культурного наследия» во всех видах освоения территорий на период отвода земельных участков должны производиться исследовательские работы по выявлению объектов историко-культурного наследия за счет средств землепользователей. Запрещается проведение всех видов работ, которые могут создать угрозу существованию памятников.

Предприятия, организации и граждане в случае обнаружения в процессе ведения работ археологических и других объектов, имеющих историческую, научную, художественную и иную культурную ценность, обязаны сообщить об этом государственному органу по охране и использованию историко-культурного наследия и приостановить дальнейшее ведение работ.

На территории Атырауской области находится множество памятников, отличающихся по типологии, художественной выразительности и уникальности в декоративной обработке естественного строительства материала – некрополи (IX – XX в.в), подземные мечети (IX – XV в.в), сагана – тамы (XVIII – XX в.в), сандыктасы (XVI – XX в.в), кошкартасы (XVI – XX в.в), кулпытасы (XVI – XX в.в), каменные ограждения (XVIII – XX в.в), курганы (VI до н. э. – I в.н.э.), стоянки периода неолита, караван – сараи (XVI – XVIII), культовые и гражданские сооружения конца XIX и начала XX веков.

На территории области зоны с различным градостроительным режимом распределены следующим образом:

- Памятники особо охраняемой зоны (I зона) встречаются отдельными вкраплениями в Курмангазинском, Исатайском, Махамбетском, Жылойском и Кызылкогинском районах;
- памятники средней охраняемой зоны (II зона) расположены в Индерском, Макатском, Жылойском районах;
- памятники мене охраняемой группы (III зона) наиболее многочисленны и представлены обширными зонами практически во всех районах области: Курмангазинском, Исатайском, Махамбетском, Жылойском, Кызылкогинском;

Памятники археологии в основном концентрируются в поймах рек Урал, Эмба.

Согласно «Закону об охране и использовании историко-культурного наследия» во всех видах освоения территорий на период отвода земельных участков должны производиться исследовательские работы по выявлению объектов историко-культурного наследия за счет средств землепользователей. Запрещается проведение всех видов работ, которые могут создать угрозу существованию памятников.

Предприятия, организации и граждане в случае обнаружения в процессе ведения работ археологических и других объектов, имеющих историческую, научную, художественную и иную культурную ценность, обязаны сообщить об этом государственному органу по охране и использованию историко-культурного наследия и приостановить дальнейшее ведение работ.

На территории месторождения Матин, в настоящее время памятников материальной культуры, являющимися объектами охраны, не зарегистрировано.

1.2. Описание состояния окружающей среды

1.2.1. Современное состояние атмосферного воздуха

На месторождении ежеквартально проводится производственный экологический контроль за состоянием атмосферного воздуха.

Для характеристики современного состояния атмосферного воздуха был использован «Отчет по результатам производственного экологического контроля АО «Матен Петролеум» за 2 квартал 2024 года.

Производственный экологический мониторинг ведется с целью получения достоверной информации о воздействии предприятия на окружающую среду, оценки и прогноза последствий этих воздействий, оценки эффективности выполняемых природопользователем мероприятий по охране окружающей среды.

Производственный экологический мониторинг выполнялся на основании программы производственного экологического контроля.

Все инструментальные измерения и лабораторные исследования проводились специалистами ТОО «Компания Эколайн» и ТОО «НИИ «Батысэкопроект» на основании договора между организациями.

Испытательная лаборатория ТОО «Компания Эколайн» аккредитована Национальным Центром Аккредитации НЦА на соответствие требованиям ГОСТ ISO/IEC 17025-2019 (аттестат аккредитации №KZ.T.05.2316 от 27.03.2020г.).

Испытательная лаборатория ТОО «НИИ «Батысэкопроект» аккредитована Национальным Центром Аккредитации НЦА на соответствие требованиям ГОСТ ISO/IEC17025-2019 (аттестат аккредитации №KZ.T.05.0903 от 07.08.2020г).

В атмосферном воздухе определялись содержание: *диоксида азота, оксида азота, оксида углерода, диоксида серы, углеводородов С1-С5, углеводородов С6-С10, углеводородов С12-С19* согласно точкам, предусмотренным программой ПЭК.

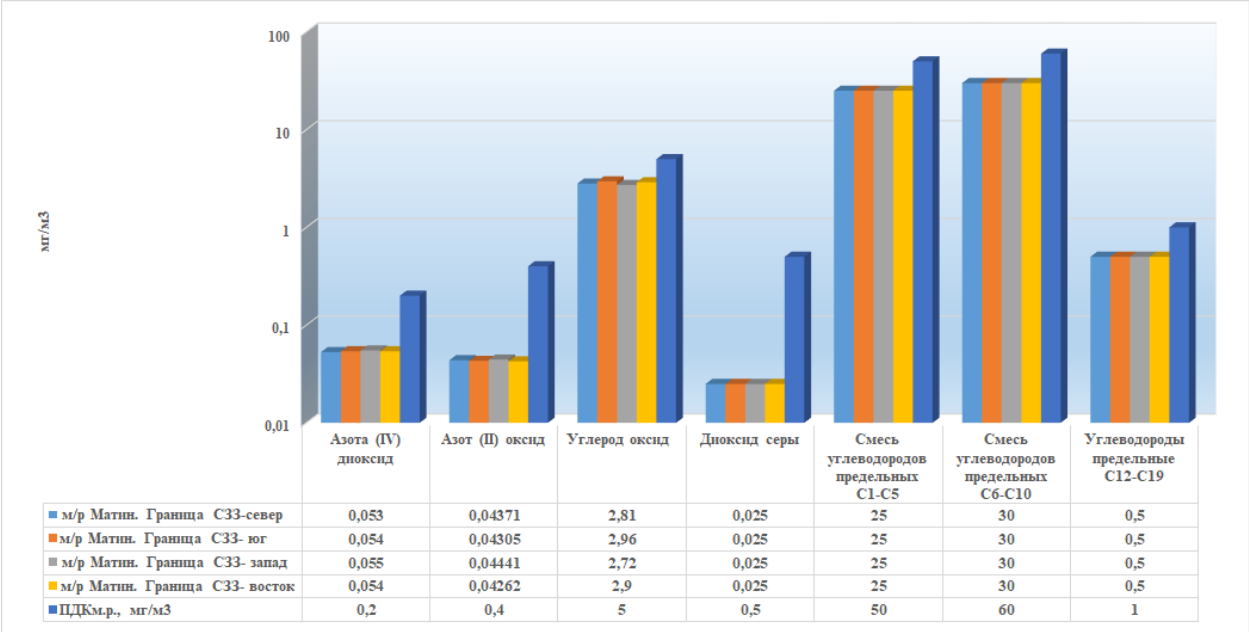
Измерение концентраций загрязняющих веществ в атмосферном воздухе в фиксированных точках сопровождалось определением метеорологических характеристик воздушной среды (температура, скорость и направление ветра, влажность, давление).

Значения полученных результатов замеров на местности сравнивались с максимально

разовыми предельно-допустимыми концентрациями (ПДКм.р.) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе населенных мест согласно приложению 1 Гигиенических нормативов к атмосферному воздуху в городских и сельских населенных пунктах, на территориях промышленных организаций.

«Об утверждении Гигиенических нормативов к атмосферному воздуху в городских и сельских населенных пунктах, на территориях промышленных организаций» Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 2 августа 2022 года № ҚР ДСМ-70.

По результатам замеров превышений норм ПДК не выявлено. Результаты измерений загрязнения атмосферного воздуха на станциях мониторинга за 2 квартал 2024 года представлены на рисунке 1.2.1.1.



	Азота (IV) диоксид	Азот (II) оксид	Углерод оксид	Диоксид серы	Смесь углеводородов предельных С1-С5	Смесь углеводородов предельных С6-С10	Углеводороды предельные С12-С19
м/р Матин. Граница СЗЗ-север	0,053	0,04371	2,81	0,025	25	30	0,5
м/р Матин. Граница СЗЗ- юг	0,054	0,04305	2,96	0,025	25	30	0,5
м/р Матин. Граница СЗЗ- запад	0,055	0,04441	2,72	0,025	25	30	0,5
м/р Матин. Граница СЗЗ- восток	0,054	0,04262	2,9	0,025	25	30	0,5
ПДКм.р., мг/м3	0,2	0,4	5	0,5	50	60	1

Рисунок 1.2.1.1 - Результаты измерений концентраций загрязняющих веществ в атмосферном воздухе, выполненных во 2 квартале 2024 года

Во 2-м квартале 2024 года при проведении замеров на объектах месторождения Матин были отмечены стабильные концентрации всех ЗВ.

В целом в исследуемых точках, а также на границе санитарно-защитной зоны концентрации всех загрязняющих веществ не превышали установленные нормативы предельно допустимых концентраций.

1.2.2. Современное состояние поверхностных и подземных вод

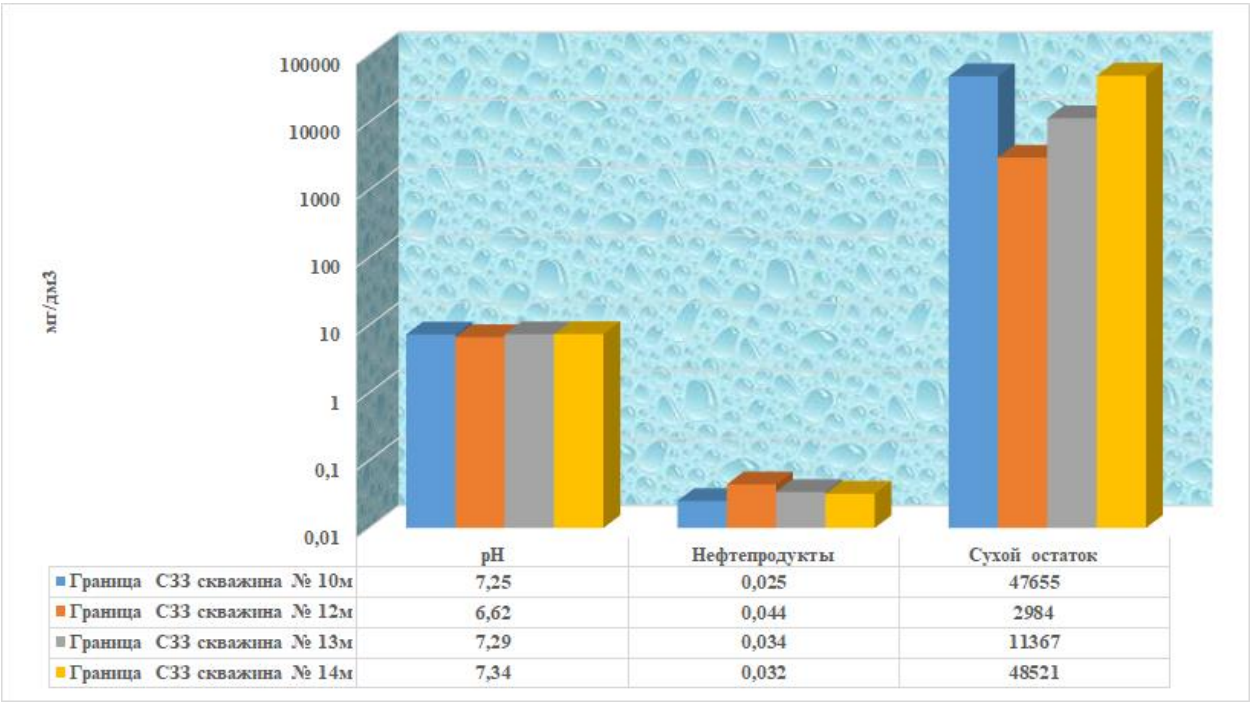
Программой ПЭК предусмотрен мониторинг состояния подземных вод 2 раза в год (весенне-осенний период).

Для характеристики современного состояния подземных вод был использован «Отчет по результатам производственного экологического контроля АО «Матен Петролеум» за 2 квартал 2024 года.

Все инструментальные измерения и лабораторные исследования проводились специалистами ТОО «Компания Эколайн» и ТОО «НИИ «Батысэкопроект» на основании договора между организациями.

Результаты анализов пробы воды, отобранной с наблюдательных скважин, представлены в отчете. В связи с отсутствием действующих нормативов предельно допустимых концентраций подземных вод не питьевого назначения, уровень загрязнения подземных вод определялся путем сопоставления полученных результатов с данными за прошлый год.

Результаты измерений загрязнения подземных вод на станциях мониторинга за 2 квартал 2024 года представлены на рисунке 1.2.2.1.



	pH	Нефтепродукты	Сухой остаток
Граница СЗЗ скважина № 10м	7,25	0,025	47655
Граница СЗЗ скважина № 12м	6,62	0,044	2984
Граница СЗЗ скважина № 13м	7,29	0,034	11367
Граница СЗЗ скважина № 14м	7,34	0,032	48521

Рисунок 1.2.2.1 - Результаты измерений загрязнени подземных вод, выполненных во 2 квартале 2024 года

Анализ показал, что в пробах воды высокое содержание солей, что характерно для данного региона. При сравнении со 2-ым кварталом предыдущего года не было выявлено значительных изменений концентраций контролируемых компонентов.

Антропогенного фактора загрязнения воды нефтепродуктами не выявлено, т.к. содержание нефтепродуктов по сравнению с прошлым годом незначительное.

1.2.3. Современное состояние почвенного покрова

Согласно программе ПЭК мониторинг почвенного покрова проводится 1 раз в год.

Для характеристики современного состояния почвенного покрова был использован «Отчет по результатам производственного экологического контроля АО «Матен Петролеум» за 3 квартал 2023 года.

Все инструментальные измерения и лабораторные исследования проводились специалистами ТОО «Компания Эколайн» и ТОО «НИИ «Батысэкопроект» на основании

договора между организациями.

Мониторинг почв осуществляется на зоне воздействия производства с целью определения уровня загрязнения земель в результате прямого или косвенного попадания на поверхность или в состав почв или грунтов загрязняющих веществ, организмов или микроорганизмов, которые создают существенный риск причинения вреда окружающей среде и здоровью населения.

Методика отбора проб для контроля химического загрязнения почв соответствует ГОСТ 17.4.3.01-2017 (Охрана природы. Почвы. Общие требования к отбору проб) и ГОСТ 17.4.4.02-2017 (Охрана природы. Почвы. Методы отбора и подготовки проб для химического, бактериологического и гельминтологического анализа).

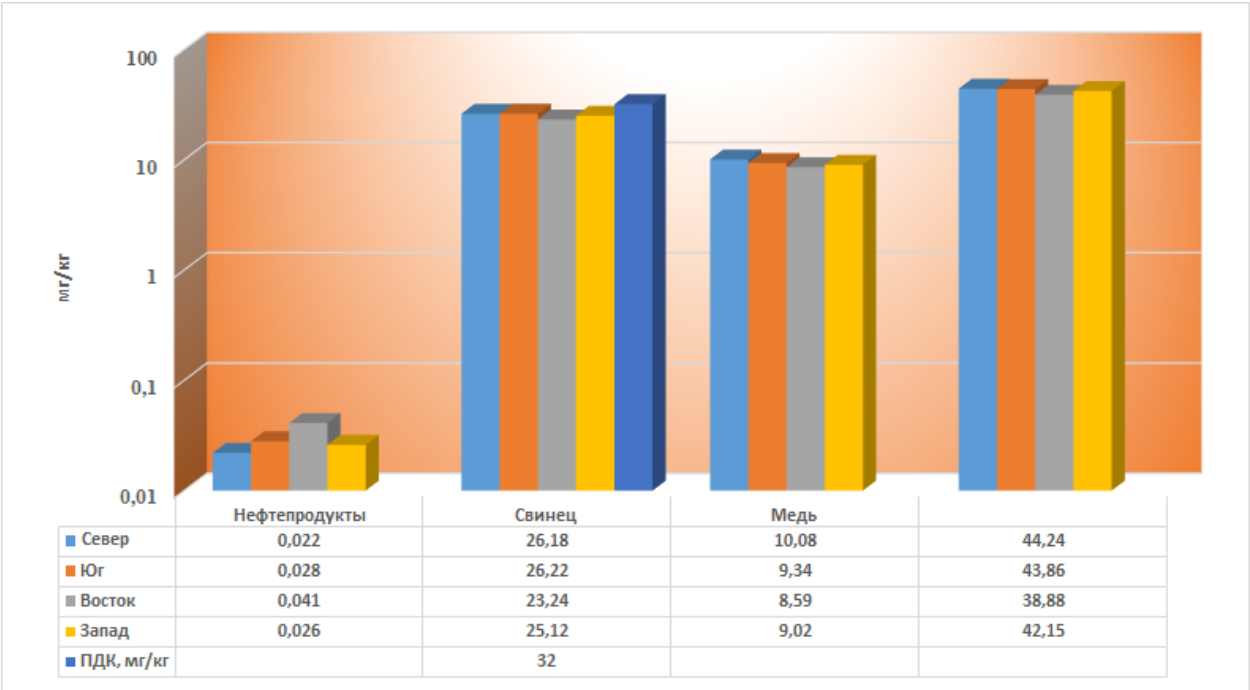
Согласно программе ПЭК мониторинг почвенного покрова включал в себя отбор проб наследующих точках:

- граница СЗЗ месторождения Матин (4 точки по сторонам света);

Во всех пробах почвы, отобранных на границе санитарно-защитной зоне месторождений АО «Матен Петролеум», валовое содержание тяжелых металлов не превышает нормативных значений.

Для характеристики возможного химического загрязнения почв предлагается следующий набор контролируемых ингредиентов: *нефтепродукты, свинец, медь, цинк.*

На рисунке 1.2.3.1 представлены данные по мониторингу уровня загрязнения почвы.



	Нефтепродукты	Свинец	Медь	
Север	0,022	26,18	10,08	44,24
Юг	0,028	26,22	9,34	43,86
Восток	0,041	23,24	8,59	38,88
Запад	0,026	25,12	9,02	42,15
ПДК, мг/кг		32		

Рисунок 1.2.3.1 – Результаты по мониторингу уровня загрязения почвы. *- ПДК приняты в соответствии с Нормативами ПДК вредных веществ, вредных организмов и других биологических веществ, загрязняющих почвы утверждены совместным приказом Минздрава Р.К. №99 от 30.01.04г. и приказомМООС РК №21-П от 27.01.2004 года.

Проведенные наблюдения за качественными показателями почвенного покрова на контрактной территории месторождения Матин показали, что концентрации вредных веществ в

почвенном покрове не превышали установленных санитарных нормативов.

1.2.4. Радиационный контроль

Для характеристики современного состояния радиационного фона был использован «Отчет по результатам производственного экологического контроля АО «Матен Петролеум» за 3 квартал 2023 года.

Все инструментальные измерения и лабораторные исследования проводились специалистами ТОО «Компания Эколайн» и ТОО «НИИ «Батысэкопроект» на основании договора между организациями.

Радиационный контроль производится на основании следующих нормативного документа: Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности» (Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 15 декабря 2020 года № ҚР ДСМ-275/2020).

Для общей оценки радиоэкологической обстановки были проведены радиометрические измерения, которые были направлены на выявление участков возможного радиоактивного техногенного загрязнения, связанного с деятельностью предприятия.

Мощность эффективной дозы гамма-излучения не должна превышать фоновых значений мощности дозы более чем на 0,2 мкЗв/ч.

В целом, интенсивность экспозиционной дозы на территории предприятия колеблется в пределах 0,12-0,23 мкЗв/ч, что соответствует природному радиационному фону данного района.

Превышений установленных гигиенических нормативов не обнаружено. На предприятии постоянно проводился контроль за определением состояния эксплуатационного оборудования техническим требованиям. Оборудование предприятия находятся в технически исправном состоянии. По результатам отчета по производственному экологическому контролю за 3 квартал 2023 года нарушений технологического регламента и плана внутренних проверок на месторождении Матин не обнаружено.

1.2.5. Современные социально-экономические условия жизни местного населения, характеристика его трудовой деятельности

Административно район работ входит в Кызылкогинский район Атырауской области Республики Казахстан.

Атырауская область занимает территорию площадью 118,6 тыс.кв.км. В области 7 районов: Жылыойский, Индерский, Исатайский, Кзылкогинский, Курмангазинский, Макатский, Махамбетский; 14 поселковых и 56 сельских округов; 2 города; 13 поселков (Балыкши, Жумыскер, Каратон, Косшагыл, Саркамыс, Индерборский, Акколь, Байчунас, Доссор, Макат, Ескене, Кошкар, Комсомольский); 190 сельских населенных пунктов.

Центр области расположен в г. Атырау, который находится на реке Урал и основан в 1640 году.

Кызылкогинский район образован в 1944 году. Территория района составляет 24,9 тыс.кв.км., население района на 01.01.2022 г. составило 31,001 тыс.человек. Центр района расположен в селе Миялы, основанном в 1959 году. Расстояние от районного центра до города Атырау 300 км.

Социально-демографические показатели

Численность населения Атырауской области на 1 июня 2025г. составила 713,5 тыс. человек, в том числе 391,7 тыс. человек (54,9%) – городских, 321,8 тыс. человек (45,1%) – сельских жителей.

Естественный прирост населения в январе-мае 2025г. составил 4200 человек (в соответствующем периоде предыдущего года – 4970 человек). За январь-май 2025г. число родившихся составило 5580 человек (на 13,9% меньше, чем в январе-мае 2024г.), число умерших составило 1380 человек (на 8,6% меньше, чем в январе-мае 2024г.).

Сальдо миграции составило – -1446 человек (в январе-мае 2024г. – -754 человека), в том числе во внешней миграции – 133 человека (306), во внутренней – -1587 человек (- 1060).

Рынок труда и оплата труда

Численность безработных в I квартале 2025г. составила 17843 человека. Уровень безработицы составил 4,9% к численности рабочей силы. Численность лиц, зарегистрированных в органах занятости в качестве безработных, на 1 июля 2025г. составила 22416 человек, или 6,1% к численности рабочей силы.

Среднемесячная номинальная заработная плата, начисленная работникам (без малых предприятий, занимающихся предпринимательской деятельностью), в I квартале 2025г. составила 634234 тенге, прирост к I кварталу 2024г. составил 5%. Индекс реальной заработной платы в I квартале 2025г. составил 96,1%.

Среднедушевые номинальные денежные доходы населения по оценке в I квартале 2025г. составили 323307 тенге, что на 0,4% ниже, чем в I квартале 2024г., реальные денежные доходы за указанный период уменьшились – 8,9%.

Реальный сектор экономики

Объем промышленного производства в январе-июне 2025г. составил 6928454 млн. тенге в действующих ценах, или 114,2% к январю-июню 2024г.

В горнодобывающей промышленности объемы производства увеличились на 15,7%, в обрабатывающей промышленности на 0,1%, в снабжении электроэнергией, газом, паром, горячей водой и кондиционированным воздухом возрасли - 16,8%, в водоснабжении, сборе, обработке и удалении отходов, деятельности по ликвидации загрязнений снизились - 24,2%.

Объем валового выпуска продукции (услуг) сельского хозяйства в январе-июне 2025г. составил 39033,7 млн. тенге, или 110,5% к январю-июню 2024г.

Объем грузооборота в январе-июне 2025г. составил 32586,5 млн. ткм (с учетом оценки объема грузооборота индивидуальных предпринимателей, занимающихся коммерческими перевозками) или 142,3% к январю-июню 2024г.

Объем пассажирооборота – 2927,4 млн. пкм или 119,7% к январю-июню 2024г.

Объем строительных работ (услуг) составил 245974 млн. тенге или 62,7% к январю-июню 2024г.

В январе-июне 2025г. общая площадь введенного в эксплуатацию жилья увеличилась на 8,4% и составила 257,3 тыс.кв.м. При этом, общая площадь введенных в эксплуатацию индивидуальных жилых домов уменьшилась на 10,1% (193,3 тыс. кв.м.).

Объем инвестиций в основной капитал в январе-июне 2025г. составил 656337 млн. тенге или 68% к январю-июню 2024г.

Количество зарегистрированных юридических лиц по состоянию на 1 июля 2025г. составило 14697 единиц и увеличилось по сравнению с соответствующей датой предыдущего года на 1,2%, из них 14308 единиц с численностью работников менее 100 человек. Количество действующих юридических лиц составило 11610 единиц, среди которых 11221 единицы – малые предприятия. Количество зарегистрированных предприятий малого и среднего предпринимательства (юридические лица) в области составило 12647 единиц и увеличилось по сравнению с соответствующим периодом предыдущего года на 1,3%.

Торговля

Объем розничной торговли в Атырауской области в 2025 году, согласно прогнозам, покажет положительную динамику, но более умеренную, чем в предыдущем году. В целом, Атырауская область входит в число лидеров по объему розничных продаж в Казахстане.

В январе-марте 2025 года индекс физического объема (ИФО) розничной торговли составил 104,8%, что незначительно ниже показателя за аналогичный период 2024 года (104,9%) по данным Zakon.kz. Объем розничной торговли достиг 4582,6 млн. тенге.

В то же время, розничная торговля составляет значительную долю в общем объеме товарооборота Атырауской области, наряду с оптовой торговлей. В 2025 году прогнозируется увеличение объема розничных продаж на 5,5 трлн тенге по сравнению с 2024 годом.

В целом, розничная торговля в Атырауской области демонстрирует стабильный рост и играет важную роль в экономике региона.

Объем оптовой торговли в Атырауской области за 2025 год пока не опубликован. Однако, в январе-мае 2025 года объем оптовой торговли в Казахстане составил 16926,1 млрд. тенге, что на 8,3% больше, чем за аналогичный период 2024 года, сообщает stat.gov.kz. В структуре оптового товарооборота в Казахстане наибольший удельный вес приходится на город Алматы (37,1%), Атыраускую область (18,2%), город Астану (16,6%) и Карагандинскую область (4,7%),

пишет THE TENGE. Объем промышленной продукции в Атырауской области с января по апрель 2025 года составил 4 трлн 611,8 млрд тенге, сообщает Прикаспийская коммуна.

1.3. Описание изменений окружающей среды, которые могут произойти в случае отказа от начала намечаемой деятельности

В процессе оценки воздействия на окружающую среду проводится оценка воздействия на следующие объекты, в том числе в их взаимосвязи и взаимодействии:

- атмосферный воздух;
- поверхностные и подземные воды;
- недра;
- земли и почвенный покров;
- растительный мир;
- животный мир;
- ландшафты;
- состояние здоровья и условия жизни населения;
- объекты, представляющие особую экологическую, научную, историко-культурную и рекреационную ценность.

Подробная иформация о влиянии намечаемой деятельности на каждый компонент окружающей среды представлены в главе 1.8.

1.4. Информация о категории земель и целях использования земель в ходе строительства и эксплуатации объектов, необходимых для осуществления намечаемой деятельности

Недропользователем месторождения Матин является АО «Матен Петролеум» согласно дополнения №11 от 22.02.2016 г. к контракту №41 от 02.07.1996 г. и лицензии Серии МГ №290-Д (нефть) осуществляет разработку нефтегазового месторождения. Дополнением №12 к контракту №41 от 02.07.1996 г. срок действия контракта продлен до 31.12.2043 г. (письмо исх. №04-11/ 251 – И от 07.04.2020 г.).

Месторождение Матин открыто в 1986 году.

Первый оперативный подсчет запасов выполнен по результатам бурения 27 поисково-разведочных скважин в 1990 году ЦНИЛ ПОЭН по семи продуктивным горизонтам мела и юры (протокол №35 от 28 марта 1990 г).

В 1993 году ЦНИЛ ОАО «Казахойл-Эмба» была выполнена «Технологическая схема разработки месторождения Матин», согласно которой в октябре 1995 года месторождение было введено в промышленную разработку.

По результатам бурения 64 поисково-разведочных и эксплуатационных скважин в 2000 году ЦНИЛ ОАО «Казахойл-Эмба» выполнен «Подсчет запасов нефти и газа по месторождению Матин на 01.10.2000 г.» (протокол ГКЗ РК №297-М-У от 25 мая 2001 г.). Запасы нефти:

геологические – 8582,7 тыс.т, извлекаемые – 3224,7 тыс.т.

В 2002 году на утвержденные ГКЗ запасы, ТОО «ЦТИ» ННК «Казахойл» был составлен «Проект разработки месторождения Матин». На момент составления проекта количество скважин составляло 70 единиц, эксплуатационный фонд – 45 единиц. В проекте предусматривалось бурение 19 добывающих и 10 резервных скважин.

В 2006 г. по результатам бурения 34 новых скважин выполнен и утвержден в ЦКР РК «Анализ разработки месторождения Матин» (Протокол ЦКР РК №38 от 14.06.06).

В 2006 - 2007 гг. на месторождении проведены сейсморазведочные работы 3Д, по результатам интерпретации которых, выполненной ОАО «ЦГЭ» с использованием материалов МОГТ предыдущих исследований, в периферийных частях соляного купола в пермотриасовой толще выявлены перспективные для разведочного бурения объекты.

На уточненной структурной основе были составлены «Проект доразведки месторождения Матин» (Протокол НТС ТУ «Запказнедра» №297/2007 от 04.12.07г.) и «Дополнение к проекту доразведки месторождения Матин», в рамках которого было намечено бурение 10 разведочных скважин с целью уточнения геологического строения и выяснения углеводородного потенциала пермотриасовых и меловых отложений.

В 2008 году был выполнен «Пересчет запасов нефти, свободного и растворенного газа и попутных компонентов месторождения Матин на 01.01.2008 г.» (Протокол ГКЗ РК №756-08-У от 31.10.08).

На базе выполненной переоценки запасов в 2009 году ТОО «НЭКФ «Optimum» составлен «Уточненный проект разработки месторождения Матин» (Протокол ЦКР РК №56 от 09.04.09).

В период 2009-2010 гг. были пробурены 6 глубоких разведочных скважин. Из них при опробовании скважин 1М, 2М, 8М была доказана продуктивность аптских отложений в новом блоке, находящимся между разломами F2 и f10, ранее неохваченным бурением, скважина 10М уточнила геологическое строение второго блока и положение ВНК. Скважина 6М подтвердила продуктивность пермотриасовых отложений.

Полученная информация по пробуренным разведочным скважинам (результаты интерпретации ГИС и опробование) позволила уточнить геологическое строение и емкостно-фильтрационные свойства аптских и пермотриасовых залежей.

В связи с этим в 2010 году были выполнены: «Прирост запасов нефти и газа по залежам апт I и апт II Южного крыла месторождения Матин на 01.01.2010г.» (протокол ГКЗ РК № 963-10-П от 08.09.2010г.) и «Оперативный подсчет запасов нефти и газа пермотриасовых залежей месторождения Матин на 01.01.2010 г.» (Протокол ГКЗ РК №964-10-П от 08.09.2010 г.).

По состоянию на 01.04.2010 г. был выполнен и утвержден «Проект пробной эксплуатации пермотриасовых залежей месторождения Матин» (Протокол МИНТ РК №100 от 19.02.2011г.).

Уточнение геологического строения и запасов нефти обусловило необходимость пересмотра проектных решений, в частности решений, касающихся разработки I эксплуатационного объекта – аптских залежей Apt-I и Apt-II Южного крыла, и соответственно выполнения «Дополнение к уточненному проекту разработки месторождения Матин» (Протокол МИНТ РК №113 от 29.03.2011г.).

В 2012 году ТОО «Проектный Институт «Optimum» был выполнен и утвержден в ГКЗ РК «Пересчет запасов нефти и газа месторождения Матин» (протокол № 1203-12-У от 25.09.2012г.)

На основе Пересчета запасов, в соответствии с «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых» и РД 153-39-007-96, в 2012 году ТОО «Проектным Институтом «Optimum» был выполнен и утвержден Комитетом геологии и недропользования МИНТ РК (протокол №17-04/5140-кгн от 10.01.2013 г.) отчет «Дополнение №2 к уточненному проекту разработки месторождения Матин» по состоянию на 01.07.2012 г.

В 2014 г. ТОО «Проектным Институтом «Optimum» был выполнен отчет «Авторский надзор за реализацией дополнения №2 к уточненному проекту разработки месторождения Матин», в котором было проведено уточнение основных технологических показателей разработки на 2014 – 2015 гг., отчет был утвержден Комитетом геологии и недропользования Министерства по инвестициям и развитию республики Казахстан (протокол №27-5-1260-и от 05.11.2014 г.).

Также, в 2014 году ТОО «Проектным Институтом «OPTIMUM» был составлен «Оперативный подсчет запасов нефти и газа пермотриасовой залежи Юго-восточного поля Восточного крыла месторождения Матин, Атырауской области Республики Казахстан» по состоянию изученности на 01.08.2014 г. Основанием для проведения настоящей работы явилось установление новых залежей на Юго-восточном поле Восточного крыла по результатам бурениях разведочных скважин 7М и 11М. На заседании Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых протоколом № 1485-14-У от 25.11.2014 г. было решено утвердить данный отчет как прирост запасов месторождения Матин.

По состоянию на 01.06.2015 г. было выполнено «Дополнение №3 к уточненному проекту разработки месторождения Матин» составленное ТОО «Проектный институт «Optimum» и утвержденное Комитетом Геологии и Недропользования Министерства по Инвестициям и Развитию Республики Казахстан (письмо № 27-5-103-И от 19.01.2016г.).

В 2016 году ТОО «Проектным Институтом «Optimum» был выполнен отчет «Авторский надзор за реализацией дополнения №3 к уточненному проекту разработки месторождения Матин», в котором было проведено уточнение основных технологических показателей разработки на 2016 – 2017 гг., отчет был утвержден Комитетом геологии и недропользования

Министерства по инвестициям и развитию республики Казахстан (протокол № 27-5-2415-И от 07.12.2016 г.).

Согласно Дополнению №3 к Уточненному проекту разработки, в разделе мероприятий по доразведке, по результатам переинтерпретации сейсмики 3Д на выявленных перспективных участках в северо-восточной части Восточного крыла, Южного поля Восточного крыла и на Южном крыле было рекомендовано бурение скважин (№№12М, 13М, 14М, 15М и 16М). По результатам бурения скважин (№№12М, 14М, 15М, 16М) получены положительные характеристики по ГИС и по опробованию.

В связи с этим в 2017 году был выполнен «Пересчет запасов нефти залежей Ne-I и Ne-II восточного крыла и залежей Apt-I и Apt-II южного крыла месторождения Матин на 02.01.2017 г.».

По состоянию на 01.04.2017 г. было выполнено «Дополнение №4 к уточненному проекту разработки месторождения Матин» и утвержденное Комитетом Геологии и Недропользования Министерства по Инвестициям и Развитию Республики Казахстан (письмо № 27-5-192-И от 24.01.2018 г.).

В 2018 был выполнен «Анализ разработки месторождения Матин» по состоянию на 01.07.2018 г., в котором было проведено уточнение основных технологических показателей разработки на 2018 – 2020 гг., отчет был утвержден Комитетом Геологии и Недропользования Министерства по Инвестициям и Развитию Республики Казахстан (письмо № 12-03-6188/И от 15.12.2018 г.). Недропользователю было рекомендовано предоставить новый проектный документ до конца 2020 года.

В 2019 г. выполнен «Проект разработки месторождения Матин» по состоянию на 01.04.2019 г. и утвержден в ЦКРР РК (протокол №13/24 от 12-13 сентября 2019 г.). Проектные показатели были утверждены по второму рекомендуемому варианту, где было предусмотрено бурение 12 добывающих скважин, из них 5 вертикальных и 7 горизонтальных.

По состоянию на 01.07.2020 г. был выполнен «Авторский надзор за реализацией Проекта разработки месторождения Матин» В связи с отставанием по вводу новых скважин в 2020 году на 3 ед. была проведена корректировка в графике ввода скважин без изменения общего проектного фонда скважин и корректировка проектных показателей согласно Гл. 11, п. 149, пп. 1, п. 150 «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр».

В 2021 году выполнен «Авторский надзор за реализацией Проекта разработки месторождения Матин» по состоянию на 01.07.2021 г. с целью наблюдения за ходом выполнения основных проектных решений, предусмотренных в действующем проектном документе.

В 2024 г. году ТОО «Проектный Институт «OPTIMUM» был выполнен и утвержден в ГКЗ РК «Пересчет запасов нефти и газа месторождения Матин» (протокол № 2665-24-У от 14.05.2024

г.).

На основе Пересчета запасов составлен настоящий «Проект разработки месторождения Матин» по состоянию на 01.01.2024 г. согласно «Методическим рекомендациям по составлению проектов разработки» с учетом требований «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр».

В работе использованы фактические материалы, предоставленные геологической службой АО «Матен Петролеум».

1.5. Информация о показателях объектов, необходимых для осуществления намечаемой деятельности

1.5.1. Обоснование выделения объектов разработки

В тектоническом отношении месторождение Матин разделено трехлучевым грабенем на три крыла: Восточное, Северо-западное и Южное.

В пределах **Восточного крыла** на Северном поле установлены нефтяные и нефтегазовые залежи в неокомских (I и II горизонты) и среднеюрских (I, II, III и IV, V и VI горизонты) отложениях, на Южном поле установлена одна небольших размеров залежь нефти в кровле пермотриасовых отложений, на Юго-Восточном поле были установлены одна газовая и одна нефтегазовая залежи в кровле пермотриасовых отложений.

На **Северо-западном крыле** установлены залежи нефти в аптских и среднеюрских отложениях (горизонты II, III и IV, V).

На **Южном крыле** установлены залежи нефти в отложениях аптского возраста (IA и IБ и II горизонты) и горизонт.

На месторождении Матин в пределах продуктивной толщи залегают различные типы залежей со сложными условиями нефтегазонасыщения. Всего в разрезе месторождения выявлено 18 продуктивных горизонтов, приуроченных к отложениям нижнего мела (апт и неоком), средней юры и пермотриаса.

Такое количество залежей требует определенного подхода к выделению объектов эксплуатации, основанного на анализе геолого-физической характеристики пластов-коллекторов и учета технических и технологических возможностей их разработки. В качестве решающих факторов при выделении объектов разработки были рассмотрены типы залежей, величины запасов нефти, продуктивность пластов, свойства пластовой нефти, геометрия залежей и совпадение их в плане.

Проектным документом на разработку месторождения является «Проект разработки месторождения Матин», составленный в 2019 г. и утвержденный в ЦКРР РК (протокол №13/24 от 12-13 сентября 2019 г.).

Согласно этому проектному документу, на месторождении Матин выделены 8 основных

самостоятельных объектов разработки:

I объект – горизонты $К_1$а-I-А, $К_1$а-I-Б, $К_1$а-II и Ne Южного крыла;

II объект – горизонты $К_1$а Северо-западного крыла;

III объект – горизонты Ne-I и Ne-II Восточного крыла;

IV объект – горизонты J2-II, J2-III, J2-IV и J2-V Северо-западного крыла;

V объект – горизонты J2-I, J2-II, J2-III, J2-IV и J2-V Восточного крыла;

VI объект – горизонты J2-VI Восточного крыла;

VII объект – горизонты PT-II и PT-III блок III Восточного крыла;

VIII объект – горизонты PT Юго-Восточного и Южного полей Восточного крыла.

Исходные геолого-физические характеристики эксплуатационных объектов и в целом по месторождению приведены в таблице 1.5.1.1.

Таблица 1.5.1.1 – Исходные геолого-физические характеристики эксплуатационных объектов и в целом по месторождению по состоянию на 01.01.2024 г.

Параметры	I объект. Южное крыло						II объект. Северо-Западное крыло	III объект. Восточное крыло		IV объект. Северо-Западное крыло				V объект. Восточное крыло					VI объект. Вост.крыло	VII объект		VIII объект. Юго-восточное поле и южное поле Восточного крыла	
Название залежи	K1apt -I-A	K1apt -I-Б-1	K1apt -I-Б-2	K1Apt-II	Ne-I-A	Ne-I-Б	K1a-II	I-Neo	II-Neo	II-J2	III-J₂	IV-J₂	V-J2	I-J2	II-J2	III-J₂	IV-J₂	V-J2	VI-J₂	II- PT	III- PT	PT Юж.поле	PT Юго-Вост.поле
1	2	3	4	5	6	7	8	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
Средняя глубина залегания, м	-561,2	-572,8	-583,4	-586,5	-631,3	-645,6	-668,8	-481,4	-524,2	-889,6	-911,2	-933,4	-944,7	-601,8	-617,5	-639,6	-649,1	-667,6	-704,9	-1079	-1090	-1142	-1216
Тип залежи	пластовый, сводовый, тектонически экранированный																						
Тип коллектора	терригенный, поровый																						
Площадь нефтегазоносности, тыс.м^2	1715	1916	2628	2378	492	167	685	3625	10836	368	304	475	287	2474	2002	2228	962	1991	2952	819	1407	270	1250
Средняя общая толщина, м	6,6	6,2	10,4	18,7	3,8	5,1	10,6	9,52	14,5	7,8	13,8	8,8	19,4	3,9	10,6	16	10,9	22,2	46,6	14,9	26,8	19,9	55,9
*Средняя газонасыщенная толщина, м	-	2	-	-	-	-	-	3,31	4	-	-	-	-	-	1,9	4,2	1,7	2,55	7,9	5,3	-	3,5	12,4
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	2,9	2,9	3,3	4,2	1,8	1,9	8,2	3	4,6	3,2	4,9	4,3	8,4	2,9	2,3	5,2	2,6	9,7	6,1	3,4	3,8	1,6	1
Пористость, доли ед.	0,33	0,29	0,29	0,3	0,27	0,33	0,29	0,31	0,3	0,27	0,24	0,26	0,25	0,28	0,29	0,29	0,27	0,27	0,27	0,25	0,23	0,22	0,24
Средняя нефте-, газонасыщенность, доли ед.	0,62	0,55	0,57	0,61	0,53	0,58	0,64	0,6	0,56	0,52	0,57	0,57	0,66	0,57	0,62	0,69	0,58	0,65	0,56	0,53	0,55	0,65	0,61
Проницаемость (по керну), мкм^2	2,64							1,123							0,280	0,073		0,449	0,003	0,095		0,406	
Проницаемость (по ГДИС), мкм2	1,362			0,804				0,529		0,464	0,507	0,054		0,589	1,393	1,013	0,465	0,213	0,315	0,119		2,207	
Коэффициент песчанистости, доли ед.	0,766	0,667	0,712	0,571	0,8	0,747	0,671	0,646	0,627	0,69	0,471	0,608	0,641	0,852	0,844	0,638	0,678	0,712	0,64	0,569	0,557	0,432	0,488
Коэффициент расчлененности, доли ед.	1,714	1,958	1,714	4,107	2	2	3,375	2,686	3,117	1,833	3,889	2,364	3,333	1,425	1,38	2,459	1,853	2,962	6,383	3,286	3,125	4,5	7,667
Пластовая температура, ^{0}C	27	27	27	27	28	28	30	27	27	35	37	38	38	27	32	30	33	32	33	44	42	-	44
Пластовое давление, МПа	6,2	4,5	4,5	6,19	6,4	6,4	7,1	5,6	4,9	8,91	7,7	8,4	10,6	6,21	5,63	6,5	6,5	6,7	7,9	9,6	7,7	8,4	12,7
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа×с	27,31	27,31	27,31	27,31	25,03	25,03	30,47	25,03	25,03	6,37	9,58	8,44	10,06	6,3	8,85	13,77	10,13	10,13	14,35	0,8	0,76	0,49	0,49
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м^3	0,8587	0,8587	0,8587	0,8587	0,8269	0,8269	0,855	0,8269	0,8269	0,839	0,8371	0,8393	0,8186	0,8462	0,7933	0,8312	0,8062	0,8062	0,8605	0,7185	0,7311	0,6934	0,6934
Плотность нефти в поверхностных условиях, мПа×с	0,8807	0,8758	0,8758	0,8817	0,8737	0,8737	0,9021	0,8993	0,8969	0,8659	0,8641	0,8665	0,8767	0,876	0,8787	0,8752	0,8753	0,8753	0,8731	0,802	0,795	0,7757	0,7757
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,044	1,044	1,044	1,044	1,149	1,149	1,033	1,149	1,149	1,036	1,04	1,039	1,071	1,0289	1,115	1,061	1,09	1,09	1,03	1,193	1,217	1,298	1,29
Содержание серы в нефти, %	0,18	0,21	0,21	0,16	0,14	0,14	0,26	0,23	0,23	0,09	0,15	0,15	0,23	0,16	0,21	0,15	0,14	0,14	0,14	0,08	0,08	0,08	0,03
Содержание парафина в нефти, %	3,87	0,81	0,81	2,21	3,18	3,18	3,54	2,87	2,87	4,3	1,35	1,35	-	3,09	0,65	0,55	1,4	1,4	1,5	1,71	1,71	2,56	2,56
Давление насыщения нефти газом, МПа	4,12	4,12	4,12	4,12	3,79	3,79	2,25	3,79	3,79	1,62	2,32	2,33	4,2	1,37	2,2	2,29	2,71	2,71	3,48	8,66	5,53	11,73	4,12
Газосодержание нефти, м^3/т	22,65	22,65	22,65	22,65	29,95	29,95	12,04	29,95	29,95	4,4	8	7,5	15,1	5	9,72	14,79	15,71	15,7	13,85	82,46	89,2	159,22	159,22
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа×с	1,4	1,4	1,4	1,3	1,26	1,26	1,3	1,23	1,28	1,1	1,05	1,05	1,09	1,31	1,31	1,31	1,32	1,3	0,99	0,97	0,97	0,91	0,91
Плотность воды в пластовых условиях, т/м^3	1,134	1,134	1,134	1,141	1,140	1,14	1,142	1,138	1,141	1,159	1,135	1,135	1,165	1,15	1,15	1,143	1,143	1,145	1,151	1,163	1,163	1,162	1,162
Плотность воды в пов. условиях, г/см3	1,133	1,133	1,133	1,145	1,143	1,143	1,147	1,140	1,143	1,164	1,144	1,144	1,171	1,154	1,150	1,149	1,15	1,156	1,167	1,174	1,174	1,17	1,17
Средняя продуктивность, 10 м^3/(сут×МПа)	5,365	5,365		0,205					0,267					12,25	2,06	37,98		0,36					
Средняя приемистость, 10 м^3/(сут×МПа)	-	-		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Начальные балансовые запасы нефти, В+С$_1$, тыс.т.	413	1247		1831	149		345	574	2184	101	135	148	330	322	461	1554	285	2042	1638	68	378	44	720
в том числе: по категории С$_2$	385	355		233	25			1074	62					16	4		9			93		25	
Начальные извлекаемые запасы нефти, В+С$_1$, тыс.т.	96	360		555	47		130	84	516	59	79	91	7	173	280	841	131	1051	409	8	50	6	98
в том числе: по категории С$_2$	39	36		23	3			108	6					1			1	45		10		3	
Коэффициент нефтеизвлечения, д.ед.																							
в том числе: по запасам категории В+С$_1$/С$_2$	С1-0,232 С2-0,100	В-0,283 С1-0,291 С2-0,100		В-0,311 С1-0,279 С2-0,100	С1-0,315 С2-0,100		В-0,377	С1-0,146 С2-0,100	В-0,276 С1-0,219 С2-0,100	В-0,584	В-0,585	В-0,615	В-0,545	В-0,513 С2-0,113	В-0,513 С2-0,113	В-0,607 С2-0,113	В-0,545 С2-0,496	В-0,460 С2-0,113	В-0,537 С1-0,113	В-0,249 С1-0,113	С1-0,118 С2-0,100	С1-0,132	С1-0,136 С2-0,100
Начальные балансовые запасырастворенного газа, В+С$_1$, млн.м^3	9	27		42	5		7	16	65	2	2	2	7	11	9	43	9	51	59	6	30	12	114,5
в том числе: по категории С$_2$	9	8		5	1			31	2											7		7	

1.5.2. Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики

В данной работе с учетом прежних проектных документов и со сложившейся системой разработки эксплуатационных объектов, для обоснования экономически эффективной и технологически рациональной величины нефтеизвлечения было предложено 3 варианта разработки продуктивных горизонтов месторождения Матин, отличающиеся количеством эксплуатационных скважин.

Вариант 1. В качестве базового принят вариант разработки, реализуемый на месторождении в настоящее время.

Разработку продуктивных залежей планируется осуществлять существующим фондом скважин, бурение оставшихся проектных скважин, предусмотренных утвержденным проектным документом на разработку месторождения составляет 2 добывающие скважины, вертикальные скважины (358, 347). А также предусмотрены переводы добывающих скважин под закачку.

Фонд скважин с начала разработки составит – 176 ед. Максимальный фонд добывающих скважин – 113 ед. достигается в 2025 г.

Вариант 2 (рекомендуемый).

В данном варианте предусмотрено бурение 2-х добывающих скважин, все скважины вертикальные (361, 363).

Общий эксплуатационный фонд скважин с начала разработки составит – 178 ед. Максимальный фонд добывающих скважин – 115 ед. достигается в 2026 г.

Вариант 3. Данный вариант отличается от предыдущих двух вариантов более уплотненной сеткой скважин, количество проектных добывающих скважин больше на 8 ед.

В целом по месторождению планируется бурение 7 скважин, из них 3 горизонтальных (364Н, 365Н, 366Н), 4 вертикальных скважин (№356, №367, №369, №370,).

Общий эксплуатационный фонд скважин с начала разработки составит – 186 ед.

Максимальный фонд добывающих скважин – 123 ед. в 2026 г.

В основу расчетов начального дебита новых проектных скважин положены фактические данные о дебитах скважин, продуктивности и удельной продуктивности, полученные в процессе опробования и эксплуатации залежей. Дебиты новых проектных скважин приняты: для вертикальных скважин – 5 т/сут, для горизонтальных скважин – 10 т/сут.

При выборе режимов работы скважин учитывалось, что текущее забойное давление добывающих скважин объектов I - VIII не должно быть ниже Рнас. Основные исходные технологические характеристики расчетных вариантов разработки представлена в таблице 1.5.2.1.

Таблица 1.5.2.1 – Основные исходные технологические характеристики расчетных вариантов разработки

Характеристики	Варианты		
	I	II	III
Режим разработки:			

I объект	внутриконтурное	внутриконтурное	внутриконтурное
II объект	без ППД		
III объект	внутриконтурное	внутриконтурное	внутриконтурное
IV объект	внутриконтурное	внутриконтурное	внутриконтурное
V объект	внутриконтурное	внутриконтурное	внутриконтурное
VI объект	внутриконтурное	внутриконтурное	внутриконтурное
VII объект	без ППД		
VIII объект	без ППД		
Система размещения скважин	площадная		
Плотность сетки, га/скв:			
I объект	9,0	9,0	7,5
II объект	15,0	15,0	11,5
III объект	13,0	13,0	13,0
IV объект	15,0	15,0	11,5
V объект	16,0	16,0	12,0
VI объект	30,0	25,0	12,5
VII объект	16,0	16,0	12,5
VIII объект	40,0	40,0	40,0
Режим работы скважин			
добывающая I - VII объекты	Рзаб>или =Рнас		
добывающая VIII объект	Рзаб<Рнас		
нагнетательная	Рзаб<Ргидр.разр.		
Коэффициент использования скважин, д. ед.	0,9		
Коэффициент эксплуатации скважин, д. ед.:			
нагнетательных новые/переходящие	0,5/0,95	0,5/0,95	0,5/0,95
добывающих новые/переходящие			
Принятый коэффициент компенсации закачкой отбора, %	70-130		

Таблица 1.5.2.2 – График ввода скважин из бурения по объектам и по вариантам разработки

Объект разработки	**Годы**	**Вариант 1**		**Вариант 2**		**Вариант 3**	
		Ввод из бурения	Вывод из наблюдательного фонда	Ввод из бурения	**Вывод из наблюдательного фонда**	**Ввод из бурения**	**Вывод из наблюдательного фонда**
I объект	2025			361,		367, 369	
	2026			363		370, 371	
III объект	2025	358				364Н, 365Н	
	2026					366Н	
VI объект	2025						
VIII объект	2025		7М		7М		7М

1.5.3. Технологические показатели вариантов разработки

Для оценки рациональной разработки залежей месторождения Матин, а также экономически рентабельного КИН проводились расчеты прогнозных технологических показателей разработки. В основу гидродинамических расчетов положены фактические данные о дебитах скважин, расчетные данные продуктивности пластов, их неоднородности, полученные в период опробования продуктивных пластов. Расчеты проводились с использованием данных, созданных и адаптированных к фактическому состоянию разработки с использованием аналитической методики. Обоснованность использования данной методики основана на многолетнем опыте применения и постоянном её совершенствовании.

Дебиты новых скважин обосновывались с учетом количества исследованных скважин по

объектам, показателя зональной неоднородности по продуктивности и коэффициента надежности.

Руководствуясь пунктом 162 Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр, утвержденных Приказом №239 от 15.06.2018 года, требуется учет предельных количественных и качественных показателей эмиссий, физических воздействий на природную среду и количества накопления отходов по их видам в раннее проведенной оценке воздействия к проекту разработки месторождения «Матин» с увеличением на 10% по плану добычи нефти.

В таблицах 1.5.3.1-1.5.3.6 приведены по вариантам результаты расчетов технологических показателей разработки по эксплуатационным объектам разработки и в целом по месторождению с учетом допустимости 10% по добыче нефти.

Таблица 1.5.3.1 – Характеристика основного фонда скважин. Вариант 1. В целом по месторождению Матин

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, ед.			Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод скважин из ликвидации, ед.	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Эксплуатационное бурение, тыс.м	Выбытие скважин		Перевод скважин				Фонд добывающих скважин на конец периода, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец периода, ед.	Среднегодовой дебит на 1 скважину, т/сут		Приемистость 1 нагнетательной скважины, м³/сут
	всего	добыв.	нагнет.					добыв.	нагнет.	на другой объект	из другого объекта	под нагнетание	из наблюдательного фонда	всего	мех. способ		нефти	жидкости	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
2025	1	1	0	0	0	176	128,6	0	0	0	0	1	1	113	113	17	2,4	24,2	123
2026	0	0	0	0	0	176	128,6	0	0	1	1	0	0	113	113	17	2,3	23,6	121,5
2027	0	0	0	0	0	176	128,6	0	0	0	0	0	0	113	113	17	2,1	23,3	123
2028	0	0	0	0	0	176	128,6	0	0	0	0	0	0	113	113	17	2	23,4	122,9
2029	0	0	0	0	0	176	128,6	0	0	0	0	0	0	113	113	17	1,9	23,3	124,8
2030	0	0	0	0	0	176	128,6	0	0	0	0	0	0	113	113	17	1,8	23,2	123,8
2031	0	0	0	0	0	176	128,6	0	0	0	0	0	0	113	113	17	1,7	22,7	121,2
2032	0	0	0	0	0	176	128,6	0	0	0	0	0	0	113	113	17	1,6	22,7	122,6
2033	0	0	0	0	0	176	128,6	0	0	0	0	0	0	113	113	17	1,5	22,5	120,6
2034	0	0	0	0	0	176	128,6	0	0	0	0	0	0	113	113	17	1,4	22,2	118,9
2035	0	0	0	0	0	176	128,6	0	0	0	0	0	0	113	113	17	1,3	21,9	118,7
2036	0	0	0	0	0	176	128,6	1	0	0	0	0	0	112	112	17	1,3	21,8	117,2
2037	0	0	0	0	0	176	128,6	1	0	0	0	0	0	111	111	17	1,2	21,7	115,6
2038	0	0	0	0	0	176	128,6	1	0	0	0	0	0	110	110	17	1,1	21,6	114,4
2039	0	0	0	0	0	176	128,6	1	0	0	0	0	0	109	109	17	1,1	21,4	112,6
2040	0	0	0	0	0	176	128,6	1	0	0	0	0	0	108	108	17	1	21	110,3
2041	0	0	0	0	0	176	128,6	1	0	0	0	0	0	107	107	17	1	21	108
2042	0	0	0	0	0	176	128,6	1	0	0	0	0	0	106	106	17	0,9	21	106
2043	0	0	0	0	0	176	128,6	3	0	0	0	0	0	103	103	17	0,9	20,7	103,6
2044	0	0	0	0	0	176	128,6	1	0	0	0	0	0	102	102	17	0,9	20,7	101,4
2045	0	0	0	0	0	176	128,6	2	0	0	0	0	0	100	100	17	0,8	20,7	99,1
2046	0	0	0	0	0	176	128,6	3	0	0	0	0	0	97	97	17	0,8	21,1	96,8
2047	0	0	0	0	0	176	128,6	2	0	0	0	0	0	95	95	17	0,8	20,5	94,3
2048	0	0	0	0	0	176	128,6	1	0	0	0	0	0	94	94	17	0,7	20,2	91
2049	0	0	0	0	0	176	128,6	2	0	0	0	0	0	92	92	17	0,7	20	87,8
2050	0	0	0	0	0	176	128,6	1	0	0	0	0	0	91	91	17	0,7	19,4	84,5
2051	0	0	0	0	0	176	128,6	1	0	0	0	0	0	90	90	17	0,7	19,2	81,3
2052	0	0	0	0	0	176	128,6	1	0	0	0	0	0	89	89	17	0,6	18,5	78
2053	0	0	0	0	0	176	128,6	1	0	0	0	0	0	88	88	17	0,6	18,3	74,7
2054	0	0	0	0	0	176	128,6	1	0	0	0	0	0	87	87	17	0,6	17,8	71,4
2055	0	0	0	0	0	176	128,6	0	0	0	0	0	0	87	87	17	0,6	17,1	68,1
2056	0	0	0	0	0	176	128,6	0	0	0	0	0	0	87	87	17	0,5	16,4	64,8

Таблица 1.5.3.2 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Вариант 1. В целом по месторождению Матин*

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора начальных извлекаемых запасов нефти, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов нефти, %	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность, %	Закачка воды, тыс.м^3		Добыча нефтяного газа, млн.м^3	
		начальных	текущих				всего	мех.способом	всего	мех.способом		годовая	накопленная	годовая	накопленная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
2025	103,51	1,6	6,6	4461,0	76,9	0,268	936	936	24685,5	24685,5	89,9	724,8	17370	6,2	145,6
2026	97,24	1,5	6,6	4558,3	78,5	0,273	919	919	25604,5	25604,5	90,4	716,1	18086,1	5,8	151,4
2027	91,63	1,4	6,7	4649,9	79,9	0,278	907,3	907,3	26511,7	26511,7	90,8	724,8	18810,9	5,5	156,9
2028	86,46	1,4	6,8	4736,3	81,3	0,283	911,8	911,8	27423,6	27423,6	91,4	724,2	19535,1	5,2	162,1
2029	81,62	1,3	6,8	4818,0	82,5	0,287	908	908	28331,5	28331,5	91,8	735,4	20270,5	4,9	167,0
2030	77,11	1,2	6,9	4895,1	83,8	0,292	903	903	29234,6	29234,6	92,2	729,5	21000,1	4,7	171,6
2031	72,82	1,1	7	4967,9	84,9	0,296	882,7	882,7	30117,2	30117,2	92,5	714,4	21714,4	4,4	176,1
2032	68,42	1,1	7,1	5036,3	86	0,299	885,3	885,3	31002,6	31002,6	93	722,4	22436,9	4,2	180,2
2033	63,91	1	7,2	5100,2	87	0,303	877,3	877,3	31879,8	31879,8	93,4	710,8	23147,7	3,9	184,1
2034	60,5	1	7,3	5160,7	87,9	0,306	865,2	865,2	32745	32745	93,6	701	23848,7	3,7	187,8
2035	57,31	0,9	7,5	5218,0	88,8	0,309	854,1	854,1	33599,2	33599,2	93,9	699,6	24548,3	3,5	191,4
2036	53,9	0,8	7,6	5271,9	89,7	0,312	841,3	841,3	34440,5	34440,5	94,2	690,9	25239,2	3,3	194,7
2037	50,6	0,8	7,7	5322,5	90,5	0,315	830,1	830,1	35270,5	35270,5	94,5	681,5	25920,7	3,1	197,8
2038	47,63	0,7	7,9	5370,2	91,2	0,318	818,2	818,2	36088,7	36088,7	94,7	674,4	26595,1	2,9	200,8
2039	44,77	0,7	8	5414,9	91,9	0,32	803,4	803,4	36892	36892	94,9	663,5	27258,6	2,8	203,5
2040	42,13	0,7	8,2	5457,1	92,6	0,322	790,7	790,7	37682,7	37682,7	95,2	650,3	27909	2,6	206,2
2041	39,93	0,6	8,5	5497,0	93,2	0,324	774,7	774,7	38457,4	38457,4	95,3	636,9	28545,8	2,5	208,7
2042	37,51	0,6	8,7	5534,5	93,8	0,326	760,4	760,4	39217,8	39217,8	95,5	624,8	29170,6	2,4	211,0
2043	35,64	0,6	9	5570,1	94,4	0,328	743,6	743,6	39961,4	39961,4	95,6	610,6	29781,3	2,2	213,3
2044	33,55	0,5	9,3	5603,7	94,9	0,33	728,2	728,2	40689,7	40689,7	95,8	597,7	30379	2,1	215,4
2045	31,57	0,5	9,7	5635,3	95,4	0,332	712,4	712,4	41402,1	41402,1	96	584,4	30963,4	2,0	217,4
2046	29,7	0,5	10,1	5665,0	95,9	0,334	696,8	696,8	42098,9	42098,9	96,1	570,8	31534,2	1,9	219,3
2047	28,16	0,4	10,7	5693,1	96,3	0,335	679,3	679,3	42778,2	42778,2	96,2	555,6	32089,8	1,8	221,1
2048	26,51	0,4	11,2	5719,6	96,7	0,337	653,4	653,4	43431,6	43431,6	96,3	536,2	32626,1	1,7	222,8
2049	25,08	0,4	12	5744,7	97,1	0,338	633,8	633,8	44065,4	44065,4	96,4	517,3	33143,3	1,6	224,4
2050	23,87	0,4	12,9	5768,6	97,5	0,339	614	614	44679,5	44679,5	96,5	498,2	33641,6	1,5	225,9
2051	22,66	0,4	14,1	5791,2	97,8	0,341	594	594	45273,5	45273,5	96,5	479	34120,6	1,4	227,3
2052	21,45	0,3	15,6	5812,7	98,2	0,342	573,9	573,9	45847,4	45847,4	96,6	459,8	34580,4	1,4	228,7
2053	20,35	0,3	17,5	5833,0	98,5	0,343	553,5	553,5	46400,9	46400,9	96,7	440,4	35020,7	1,3	230,0
2054	19,36	0,3	20,1	5852,4	98,8	0,344	533	533	46933,9	46933,9	96,7	420,9	35441,6	1,2	231,2
2055	18,37	0,3	23,9	5870,8	99,1	0,345	512,3	512,3	47446,2	47446,2	96,7	401,4	35843	1,2	232,4
2056	17,38	0,3	29,9	5888,2	99,4	0,346	491,5	491,5	47937,7	47937,7	96,8	381,7	36224,7	1,1	233,5

Примечание: * - проектные показатели приведены с учетом увеличения на 10% в соответствии с п. 162 Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр, утвержденных Приказом №239 от 15.06.2018 года: "в случае существенных (более десяти процентов) расхождений между фактическими и проектными показателями разработки месторождения и при наличии обоснованного вывода по результатам анализа разработки месторождения углеводородов о необходимости внесения изменений в проект разработки месторождения результаты анализа подлежат государственной экспертизе базовых проектных документов"

Таблица 1.5.3.3 – Характеристика основного фонда скважин. Вариант 2 - рекомендуемый. В целом по месторождению Матин

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Эксплуатационное бурение, тыс.м	Выбытие скважин		Перевод скважин		Фонд добывающих скважин на конец периода, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец периода, ед.	Среднегодовой дебит на 1 скважину, т/сут		Приемистость 1 нагнетательной скважины, м³/сут
	всего	добыв.	нагнет.			добыв.	нагнет.	под нагнетание	из наблюдательного фонда	всего	мех.способ		нефти	жидкости	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
2025	1	1	0	177	131,9	0	0	1	1	114	114	17	2,5	23,8	119,9
2026	1	1	0	178	132,6	0	0	0	1	115	115	18	2,3	22,8	111,7
2027	0	0	0	178	132,6	0	0	0	0	115	115	18	2,2	22,8	113,5
2028	0	0	0	178	132,6	0	0	1	0	114	114	19	2	23	107,5
2029	0	0	0	178	132,6	0	0	0	0	114	114	19	1,9	23,1	109,2
2030	0	0	0	178	132,6	0	0	1	0	113	113	20	1,8	23	103
2031	0	0	0	178	132,6	0	0	0	0	113	113	20	1,7	22,8	101,3
2032	0	0	0	178	132,6	0	0	0	0	113	113	20	1,6	22,8	102,3
2033	0	0	0	178	132,6	0	0	0	0	113	113	20	1,5	22,3	99,9
2034	0	0	0	178	132,6	0	0	0	0	113	113	20	1,4	22	98,6
2035	0	0	0	178	132,6	0	0	0	0	113	113	20	1,4	21,8	98,4
2036	0	0	0	178	132,6	1	0	0	0	112	112	20	1,3	21,6	97,3
2037	0	0	0	178	132,6	1	0	0	0	111	111	20	1,2	21,6	96
2038	0	0	0	178	132,6	1	0	0	0	110	110	20	1,2	21,5	95
2039	0	0	0	178	132,6	1	0	0	0	109	109	20	1,1	21,3	93,6
2040	0	0	0	178	132,6	1	0	0	0	108	108	20	1	21	91,8
2041	0	0	0	178	132,6	1	0	0	0	107	107	20	1	21	89,9
2042	0	0	0	178	132,6	2	0	0	0	105	105	20	0,9	21	88,2
2043	0	0	0	178	132,6	3	0	0	0	102	102	20	0,9	20,9	86,3
2044	0	0	0	178	132,6	1	0	0	0	101	101	20	0,9	20,9	84,5
2045	0	0	0	178	132,6	2	0	0	0	99	99	20	0,8	20,9	82,6
2046	0	0	0	178	132,6	3	0	0	0	96	96	20	0,8	21,3	80,7
2047	0	0	0	178	132,6	2	0	0	0	94	94	20	0,8	20,8	78,6
2048	0	0	0	178	132,6	1	0	0	0	93	93	20	0,8	20,4	75,9

2049	0	0	0	178	132,6	2	0	0	0	91	91	20	0,7	20,2	73,2
2050	0	0	0	178	132,6	1	0	0	0	90	90	20	0,7	19,6	70,5
2051	0	0	0	178	132,6	1	0	0	0	89	89	20	0,7	19,4	67,8
2052	0	0	0	178	132,6	1	0	0	0	88	88	20	0,6	18,8	65
2053	0	0	0	178	132,6	1	0	0	0	87	87	20	0,6	18,5	62,3
2054	0	0	0	178	132,6	1	0	0	0	86	86	20	0,6	18	59,5
2055	0	0	0	178	132,6	0	0	0	0	86	86	20	0,6	17,4	56,8
2056	0	0	0	178	132,6	0	0	0	0	86	86	20	0,5	16,7	54
2057	0	0	0	178	132,6	0	0	0	0	86	86	20	0,5	16,3	52,3

Таблица 1.5.3.4 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Вариант 2. В целом по месторождению Матин*

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора начальных извлекаемых запасов нефти, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов нефти, %	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность, %	Закачка воды, тыс.м^3		Добыча нефтяного газа, млн.м^3	
		начальных	текущих				всего	мех.способом	всего	мех.способом		годовая	накопленная	годовая	накопленная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
2025	107,9	1,7	6,9	4466,0	77	0,268	924	924	24676,6	24676,6	89,4	706,7	17336,3	6,4	145,8
2026	101,4	1,6	6,9	4567,4	78,6	0,274	900,6	900,6	25577,2	25577,2	89,8	696,9	18033,2	6,0	151,8
2027	94,4	1,5	6,9	4661,8	80,1	0,279	905,5	905,5	26482,7	26482,7	90,5	708,4	18741,6	5,6	157,5
2028	88,9	1,4	7	4750,7	81,5	0,284	912,3	912,3	27395	27395	91,1	708,5	19450	5,3	162,8
2029	83,6	1,3	7,1	4834,3	82,8	0,288	907,3	907,3	28302,3	28302,3	91,6	719,5	20169,5	5,0	167,8
2030	78,9	1,2	7,2	4913,2	84	0,293	904	904	29206,3	29206,3	92,1	714,4	20883,9	4,8	172,6
2031	73,8	1,2	7,3	4987,0	85,2	0,297	887,4	887,4	30093,7	30093,7	92,4	702,6	21586,5	4,5	177,1
2032	69,3	1,1	7,4	5056,3	86,3	0,3	889,4	889,4	30983,1	30983,1	92,9	709,8	22296,3	4,2	181,3
2033	64,9	1	7,4	5121,2	87,3	0,304	869,9	869,9	31853	31853	93,2	692,9	22989,2	4,0	185,2
2034	61,5	1	7,6	5182,7	88,3	0,307	858,6	858,6	32711,6	32711,6	93,5	683,7	23672,9	3,8	189,0
2035	58,2	0,9	7,8	5240,9	89,2	0,31	848,2	848,2	33559,8	33559,8	93,8	682,5	24355,4	3,6	192,6
2036	54,6	0,9	7,9	5295,4	90	0,313	835,9	835,9	34395,7	34395,7	94,1	674,4	25029,9	3,4	195,9
2037	51,3	0,8	8,1	5346,7	90,9	0,316	825,3	825,3	35221	35221	94,3	665,6	25695,5	3,2	199,1
2038	48,2	0,8	8,3	5394,9	91,6	0,319	814	814	36035	36035	94,6	659	26354,5	3,0	202,1
2039	45,1	0,7	8,4	5440,0	92,3	0,321	800,6	800,6	36835,6	36835,6	94,9	649,1	27003,5	2,8	204,9
2040	42,4	0,7	8,7	5482,3	93	0,324	788,3	788,3	37623,9	37623,9	95,1	636,4	27640	2,7	207,5
2041	40,2	0,6	9	5522,5	93,6	0,326	772,8	772,8	38396,6	38396,6	95,3	623,5	28263,5	2,5	210,0
2042	37,7	0,6	9,3	5560,2	94,2	0,328	758,7	758,7	39155,4	39155,4	95,5	611,9	28875,3	2,4	212,4
2043	35,8	0,6	9,7	5595,9	94,8	0,33	742,3	742,3	39897,7	39897,7	95,6	598,2	29473,6	2,3	214,7
2044	33,7	0,5	10,1	5629,6	95,3	0,332	727,3	727,3	40625	40625	95,8	585,8	30059,3	2,1	216,8

2045	31,7	0,5	10,6	5661,3	95,8	0,333	711,8	711,8	41336,7	41336,7	96	572,9	30632,3	2,0	218,8
2046	29,7	0,5	11,1	5691,0	96,3	0,335	696,5	696,5	42033,2	42033,2	96,1	559,7	31192	1,9	220,7
2047	28,2	0,4	11,8	5719,1	96,7	0,337	679,2	679,2	42712,4	42712,4	96,2	545	31737	1,8	222,5
2048	26,5	0,4	12,6	5745,6	97,1	0,338	653,5	653,5	43365,9	43365,9	96,3	526	32263	1,7	224,2
2049	25,1	0,4	13,7	5770,7	97,5	0,339	634,2	634,2	44000,1	44000,1	96,4	507,5	32770,5	1,6	225,8
2050	23,8	0,4	15	5794,5	97,9	0,341	614,6	614,6	44614,7	44614,7	96,5	488,8	33259,3	1,5	227,3
2051	22,4	0,4	16,7	5816,9	98,2	0,342	594,8	594,8	45209,4	45209,4	96,6	470	33729,4	1,4	228,7
2052	21,3	0,3	19	5838,3	98,6	0,343	574,8	574,8	45784,2	45784,2	96,6	451,1	34180,5	1,4	230,1
2053	20,1	0,3	22,3	5858,4	98,9	0,344	554,6	554,6	46338,8	46338,8	96,7	432,1	34612,6	1,3	231,4
2054	19,1	0,3	27,2	5877,5	99,2	0,345	534,2	534,2	46873	46873	96,7	413	35025,6	1,2	232,6
2055	18,2	0,3	35,4	5895,7	99,5	0,346	513,7	513,7	47386,7	47386,7	96,8	393,8	35419,3	1,2	233,7
2056	17,2	0,3	51,9	5912,8	99,8	0,347	493	493	47879,7	47879,7	96,8	374,5	35793,8	1,1	234,8
2057	16,3	0,3	102,4	5929,1	100	0,348	481,2	481,2	48360,9	48360,9	96,9	363	36156,8	1,0	235,9

Примечание: ***** - проектные показатели приведены с учетом увеличения на 10% в соответствии с п. 162 Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр, утвержденных Приказом №239 от 15.06.2018 года: "в случае существенных (более десяти процентов) расхождений между фактическими и проектными показателями разработки месторождения и при наличии обоснованного вывода по результатам анализа разработки месторождения углеводородов о необходимости внесения изменений в проект разработки месторождения результаты анализа подлежат государственной экспертизе базовых проектных документов"

Таблица 1.5.3.5 – Характеристика основного фонда скважин. Вариант 3. В целом по месторождению Матин

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, ед.			Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод скважин из ликвидации, ед.	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Эксплуатационное бурение, тыс.м	Выбытие скважин		Перевод скважин				Фонд добывающих скважин на конец периода, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец периода, ед.	Среднегодовой дебит на 1 скважину, т/сут		Прием истость 1 нагнетательной скважины, м³/сут
	всего	добыв.	нагнет.					добыв.	нагнет.	на другой объект	из другого объекта	под нагнетание	из наблюдательного фонда	всего	мех.способ		нефти	жидкости	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
2025	4	4	0	0	0	183	136	0	0	0	0	1	1	120	120	17	2,6	23,3	127
2026	3	3	0	0	0	186	138,4	0	0	1	1	0	0	123	123	17	2,3	22	125,3
2027	0	0	0	0	0	186	138,4	0	0	0	0	0	0	123	123	17	2,1	21,9	127,1
2028	0	0	0	0	0	186	138,4	0	0	0	0	0	0	123	123	17	2	22,1	127
2029	0	0	0	0	0	186	138,4	0	0	0	0	0	0	123	123	17	1,9	21,9	128,6
2030	0	0	0	0	0	186	138,4	0	0	0	0	1	0	122	122	17	1,8	22	127,7
2031	0	0	0	0	0	186	138,4	0	0	0	0	0	0	122	122	17	1,6	20,7	119,6
2032	0	0	0	0	0	186	138,4	0	0	0	0	0	0	122	122	17	1,5	20,8	121
2033	0	0	0	0	0	186	138,4	0	0	0	0	0	0	122	122	17	1,5	21,3	124,9
2034	0	0	0	0	0	186	138,4	0	0	0	0	0	0	122	122	17	1,4	21	123
2035	0	0	0	0	0	186	138,4	0	0	0	0	1	0	121	121	17	1,3	20,9	122,4

2036	0	0	0	0	0	186	138,4	1	0	0	0	0	0	120	120	17	1,2	20,8	120,7
2037	0	0	0	0	0	186	138,4	1	0	0	0	0	0	119	119	17	1,2	20,6	118,8
2038	0	0	0	0	0	186	138,4	1	0	0	0	0	0	118	118	17	1,1	20,5	117,4
2039	0	0	0	0	0	186	138,4	1	0	0	0	0	0	117	117	17	1	20,3	115,4
2040	0	0	0	0	0	186	138,4	1	0	0	0	0	0	116	116	17	1	20	113
2041	0	0	0	0	0	186	138,4	1	0	0	0	0	0	115	115	17	0,9	19,9	110,4
2042	0	0	0	0	0	186	138,4	1	0	0	0	0	0	114	114	17	0,9	19,8	108,2
2043	0	0	0	0	0	186	138,4	3	0	0	0	0	0	111	111	17	0,8	19,7	105,5
2044	0	0	0	0	0	186	138,4	1	0	0	0	0	0	110	110	17	0,8	19,5	103,1
2045	0	0	0	0	0	186	138,4	2	0	0	0	0	0	108	108	17	0,8	19,6	100,7
2046	0	0	0	0	0	186	138,4	3	0	0	0	0	0	105	105	17	0,7	19,7	98,2
2047	0	0	0	0	0	186	138,4	2	0	0	0	0	0	103	103	17	0,7	19,3	95,4
2048	0	0	0	0	0	186	138,4	1	0	0	0	0	0	102	102	17	0,7	19	91,9
2049	0	0	0	0	0	186	138,4	2	0	0	0	0	0	100	100	17	0,6	18,5	88,6
2050	0	0	0	0	0	186	138,4	1	0	0	0	0	0	99	99	17	0,6	18,1	85,2
2051	0	0	0	0	0	186	138,4	1	0	0	0	0	0	98	98	17	0,6	17,7	81,7
2052	0	0	0	0	0	186	138,4	1	0	0	0	0	0	97	97	17	0,6	17,3	78,3
2053	0	0	0	0	0	186	138,4	1	0	0	0	0	0	96	96	17	0,5	16,8	74,9
2054	0	0	0	0	0	186	138,4	1	0	0	0	0	0	95	95	17	0,5	16,3	71,5

Таблица 1.5.3.6 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Вариант 3. В целом по месторождению Матин

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора начальных извлекаемых запасов нефти, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов нефти, %	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность, %	Закачка воды, тыс.м^3		Компенсация отборов жидкости закачкой, %	Добыча нефтяного газа, млн.м^3	
		начальных	текущих				всего	мех.способом	всего	мех.способом		годовая	накопленная		годовая	накопленная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2025	114,07	1,8	7,3	4475,7	77,2	0,269	946,1	946,1	24673,8	24673,8	89	748,7	17372,2	88	6,8	146,4
2026	106,7	1,7	7,3	4582,4	78,9	0,274	923,1	923,1	25596,9	25596,9	89,5	738,4	18110,5	89	6,4	152,7
2027	98,45	1,5	7,3	4680,8	80,4	0,28	930,2	930,2	26527,1	26527,1	90,4	749,3	18859,8	90	5,9	158,6
2028	92,4	1,5	7,4	4773,2	81,9	0,285	935,8	935,8	27462,9	27462,9	91	748,4	19608,3	89	5,5	164,1
2029	86,79	1,4	7,5	4860,0	83,2	0,29	928,6	928,6	28391,5	28391,5	91,5	757,8	20366,1	91	5,2	169,4
2030	81,18	1,3	7,6	4941,2	84,5	0,294	926,7	926,7	29318,2	29318,2	92	752,6	21118,7	91	4,9	174,2
2031	76,12	1,2	7,7	5017,3	85,7	0,298	872,7	872,7	30190,9	30190,9	92,1	705,1	21823,8	91	4,6	178,9
2032	71,61	1,1	7,9	5088,9	86,8	0,302	874,9	874,9	31065,9	31065,9	92,6	713,1	22536,9	92	4,3	183,2
2033	67,32	1,1	8	5156,2	87,9	0,306	898,4	898,4	31964,3	31964,3	93,2	736	23272,9	92	4,1	187,3
2034	63,36	1	8,2	5219,6	88,9	0,309	885,5	885,5	32849,8	32849,8	93,5	724,8	23997,7	92	3,9	191,2
2035	59,73	0,9	8,4	5279,3	89,8	0,313	873,3	873,3	33723,1	33723,1	93,8	721,5	24719,2	93	3,7	194,8
2036	55,77	0,9	8,6	5335,1	90,7	0,316	859,4	859,4	34582,5	34582,5	94,1	711,4	25430,6	93	3,4	198,3
2037	52,25	0,8	8,8	5387,4	91,5	0,318	847	847	35429,5	35429,5	94,4	700,6	26131,2	93	3,2	201,5
2038	48,84	0,8	9	5436,2	92,3	0,321	834	834	36263,5	36263,5	94,7	691,9	26823,1	94	3,0	204,5
2039	45,43	0,7	9,2	5481,6	93	0,324	819,8	819,8	37083,3	37083,3	95	680,5	27503,6	94	2,8	207,3

2040	42,46	0,7	9,5	5524,1	93,6	0,326	805,9	805,9	37889,2	37889,2	95,2	665,9	28169,4	94	2,7	210,0
2041	40,04	0,6	9,9	5564,1	94,3	0,328	788,7	788,7	38677,8	38677,8	95,4	651	28820,5	94	2,5	212,5
2042	37,51	0,6	10,3	5601,6	94,9	0,33	773,1	773,1	39450,9	39450,9	95,6	637,5	29458	94	2,4	214,8
2043	35,42	0,6	10,9	5637,1	95,4	0,332	755,1	755,1	40206	40206	95,7	622,1	30080,1	93	2,2	217,1
2044	33,22	0,5	11,4	5670,3	95,9	0,334	738,7	738,7	40944,7	40944,7	95,9	607,9	30688	93	2,1	219,2
2045	31,13	0,5	12,1	5701,4	96,4	0,336	721,7	721,7	41666,4	41666,4	96,1	593,4	31281,5	93	2,0	221,2
2046	29,15	0,5	12,9	5730,6	96,9	0,337	705,1	705,1	42371,5	42371,5	96,2	578,7	31860,1	93	1,9	223,0
2047	27,5	0,4	13,9	5758,1	97,3	0,339	686,6	686,6	43058,1	43058,1	96,4	562,4	32422,5	93	1,8	224,8
2048	25,85	0,4	15,2	5783,9	97,7	0,34	659,6	659,6	43717,8	43717,8	96,4	541,9	32964,4	93	1,6	226,4
2049	24,31	0,4	16,9	5808,2	98,1	0,342	639,1	639,1	44356,9	44356,9	96,5	522	33486,4	93	1,6	228,0
2050	22,99	0,4	19,2	5831,2	98,5	0,343	618,5	618,5	44975,4	44975,4	96,6	502	33988,4	92	1,5	229,5
2051	21,78	0,3	22,4	5853,0	98,8	0,344	597,6	597,6	45573	45573	96,7	481,9	34470,2	92	1,4	230,8
2052	20,57	0,3	27,3	5873,6	99,1	0,345	576,6	576,6	46149,6	46149,6	96,8	461,7	34932	91	1,3	232,2
2053	19,47	0,3	35,5	5893,0	99,4	0,346	555,5	555,5	46705,1	46705,1	96,8	441,6	35373,6	90	1,2	233,4
2054	18,37	0,3	52,1	5911,4	99,7	0,347	534,3	534,3	47239,4	47239,4	96,9	421,4	35794,9	90	1,2	234,6

Примечание: * - проектные показатели приведены с учетом увеличения на 10% в соответствии с п. 162 Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр, утвержденных Приказом №239 от 15.06.2018 года: "в случае существенных (более десяти процентов) расхождений между фактическими и проектными показателями разработки месторождения и при наличии обоснованного вывода по результатам анализа разработки месторождения углеводородов о необходимости внесения изменений в проект разработки месторождения результаты анализа подлежат государственной экспертизе базовых проектных документов"

1.5.4. Техника и технология добычи нефти и газа

1.5.4.1. Обоснование выбора рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования. Характеристика показателей эксплуатации скважин

По состоянию на 01.01.2024 г. добывающий фонд скважин месторождения Матин составляет 111 единиц, все скважины - в действующем фонде за исключением скважины 8М, находящейся в б/д.

69 скважин эксплуатируются с применением винтовых скважинных насосных установок (ВШНУ), 41 скважина - с применением скважинных штанговых насосных установок (СШНУ).

Все скважины вертикальные, за исключением скважин №№ 342Н, 343Н, 346Н, 350Н, 353Н, 354Н, 355Н, 357Н и 362Н Восточного крыла III объекта, имеющих горизонтальные стволы в горизонте K1ne-II.

Работа скважин осложняется тем, что в составе нефти содержание парафина составляет до 6,97%, смол - до 9,99%, асфальтенов – до 6,26%. Средняя обводнённость продукции скважин составляет 88,3%.

В таблице 1.5.4.1 приведены показатели эксплуатации скважин на проектируемый период.

Таблица 1.5.4.1 – Показатели эксплуатации скважин

Способ эксплуатации	Показатели		Годы					
			2024	2025	2026	2027	2028	2029
5,5СШНУ ВШНУ	Ввод скважин		2	1	1	0	0	0
	Средний эксплуатационный фонд		113	114	115	115	115	115
	Дебит по жидкости $м^3$/сут,	Максимальный	42,5	41,8	40,0	40,1	45,6	46,2
		Минимальный	5,1	5,3	5,5	5,5	5,5	5,5
		Средний	24,6	23,8	22,8	22,8	23,0	22,9
	Средняя обводненность, %		88,8	89,4	89,8	90,5	91,1	91,6

1.5.5. Рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин

1.5.5.1. Система промыслового сбора

В добывающем фонде по состоянию на 01.01.2024 г. числятся 110 действующих скважин, 1 скважина (8М) в бездействии и 15 скважин в контрольном фонде. Все скважины снабжены выкидными линиями диаметром 89 мм, по которым добываемая продукция поступает на АГЗУ, где производится индивидуальный поочередный замер дебита скважин и добываемого газа. Система «Эммерсон», расположенная на ГЗУ, через радиомодем передаёт данные в центральный диспетчерский пункт (ЦДП), где информация обрабатывается и отображается в реальном времени. Система сбора герметизирована.

Всего на месторождении Матин функционируют десять АГЗУ, к которым поступает продукция скважин:

- АГЗУ-1 – скважины 9, 138, 139, 140, 141, 142, 143, 144, 145, 303, 305, 327 (12 ед.);
- АГЗУ-2 – скважины 104, 105, 109, 110, 128, 203, 204, 222, 236, 241, 242, 245, 254, 3М (14 ед.);

- АГЗУ-3 – скважины 19, 134, 238, 311, 328, 332, 333, 335, 9М (9 ед.);
- АГЗУ-4 – скважины 2М, 113, 118, 125, 239, 246, 248, 306, 321, 329, 330, 349 (12 ед.);
- АГЗУ-5 – скважины 116, 120, 122, 123, 124, 127, 202, 235, 244, 252А, 307, 309, 322 (13 ед.);
- АГЗУ-6 – скважины 6, 151, 210, 211, 301, 302, 313, 326, 339, 360, 8М (б/д), 10М (12 ед.);
- АГЗУ-7 – скважины 29, 101, 112, 153, 201, 249, 251, 255, 310, 314, 336, 337, 6М (13 ед.);
- АГЗУ-8 – скважины 315, 317, 318, 319, 323, 325, 340, 1М (8 ед.);
- АГЗУ-9 – скважины 341, 352, 342Н, 343Н, 350Н, 362Н, 12М, 13М, 353Н, 354Н, 355Н, 357Н (13 ед.).
- АГЗУ-10 – скважины 345, 356, 359, 16М, 346Н (5 ед.);
- ДНС – скважина 11М.

Общий поток газожидкостной смеси от АГЗУ по коллектору 159-219 мм, поступает на блок гребенки диаметром 325 мм, далее по коллектору 325 мм направляется в нефтегазовый сепаратор УПН.

Существующая схема системы сбора и транспорта добываемой продукции месторождения Матин представлена на рисунке 1.5.5.1.

Продукция скважин Юго-Восточного поля Восточного крыла (VIII объект) подключена к ДНС. ДНС обустроено в связи с недостатком пластовой энергии для транспортировки нефтегазовой смеси от скважин Юго-Восточного поля Восточного крыла, расположенных достаточно удалённо от УПН.

На ДНС осуществляется разделение добываемой продукции на жидкую и газообразную составляющие.

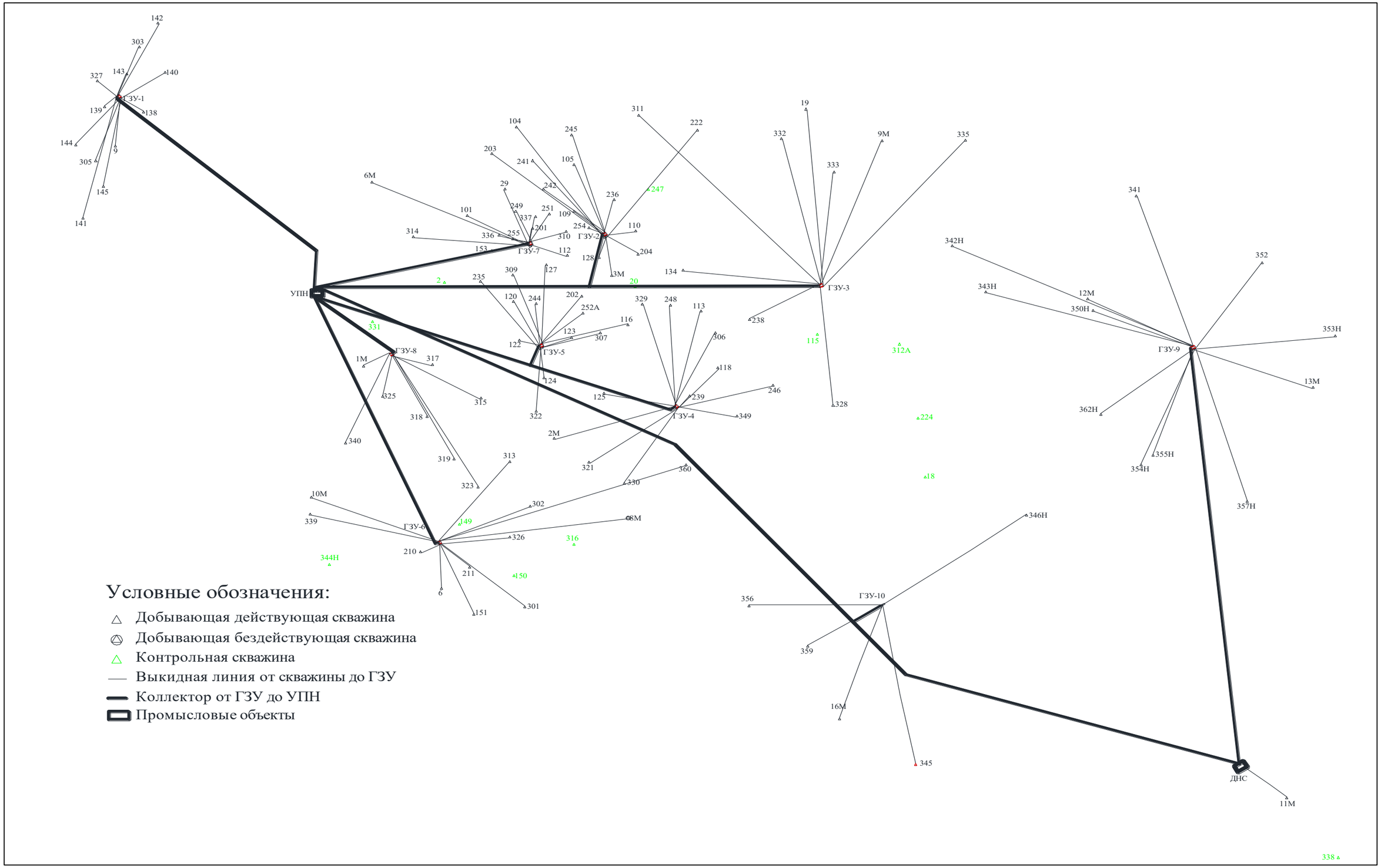


Рисунок 1.5.5.1 – Существующая схема системы сбора и транспорта добываемой продукции месторождения Матин

На ДНС осуществляется разделение добываемой продукции на жидкую и газообразную составляющие. Далее водонефтяная эмульсия перекачивается на УПН, газ – потребителям.

Существующая система промысловой подготовки продукции скважин

Подготовка нефти производится на УПН месторождения Матин.

Продукция добывающих скважин с замерных установок поступает на блок манифольда и далее в нефтегазовый сепаратор (НГС-1,2). На входе в НГС в поток с помощью дозировочного насоса вводится деэмульгатор в соотношении от 145 г- до 160 г на 1 тонну.

Сырой газ (растворенный в нефти) с НГС через верхний выход поступает в газовый сепаратор (ГС), где происходит отделение газа от конденсата, и далее через приборы учета и аппарат осушки направляется на газопоршневую электростанцию (ГПЭС), печи подогрева и котельную.

Отделившаяся нефтяная эмульсия после НГС через печь подогрева ПТБ-5-40Э поступает в резервуар-отстойник нефти ОБН-3000,откуда нефть через печь подогрева ППНП-1-1,5/6,3 поступает в отстойник горизонтальный ОГ-100,далее в концевую сепарационную установку (КСУ) для окончательной дегазации, и подается на технологические резервуары РВС-1, РВС-2 и РВС-3 объемом 1000 м^3 каждый и РВС-4 объемом 2000 м^3.

С РВС-1 продукция поступает на РВС-3 и РВС-4, далее через печь подогрева ПТ-16/150М на РВС 2,5, где производится окончательная деэмульсация и отделение подтоварной воды. При положительном результате химического анализа нефти, с помощью центробежного насоса ЦНСн-60/330 (в количестве 2 единиц) нефть по трубопроводу диаметром 219 мм и протяжённостью 17 км откачивается на ННТ Жамансор. С ОГ-100 поступает вода на ОПФ.

Отделившаяся в отстойнике ОГ -100 вода через фильтр ОПФ-3000, где происходит очистка от капель нефти и механических примесей, направляетвся на РВС №6,7 для сбора пластовой воды, уловленная нефть с ванны-ловушки ОПФ сбрасывается на дренажную емкость.С резервуаров №6,7 пластовая вода откачивается насосами (БКНС-1-рабочии,2-ой резерв) в систему ППД.

Для откачки из дренажной емкости установлены насосы НВ-Е-50/50-2,5-В-55-У2 в количестве 2-х единиц.

Технологическая схема УПН представлена на рисунке 1.5.5.2.

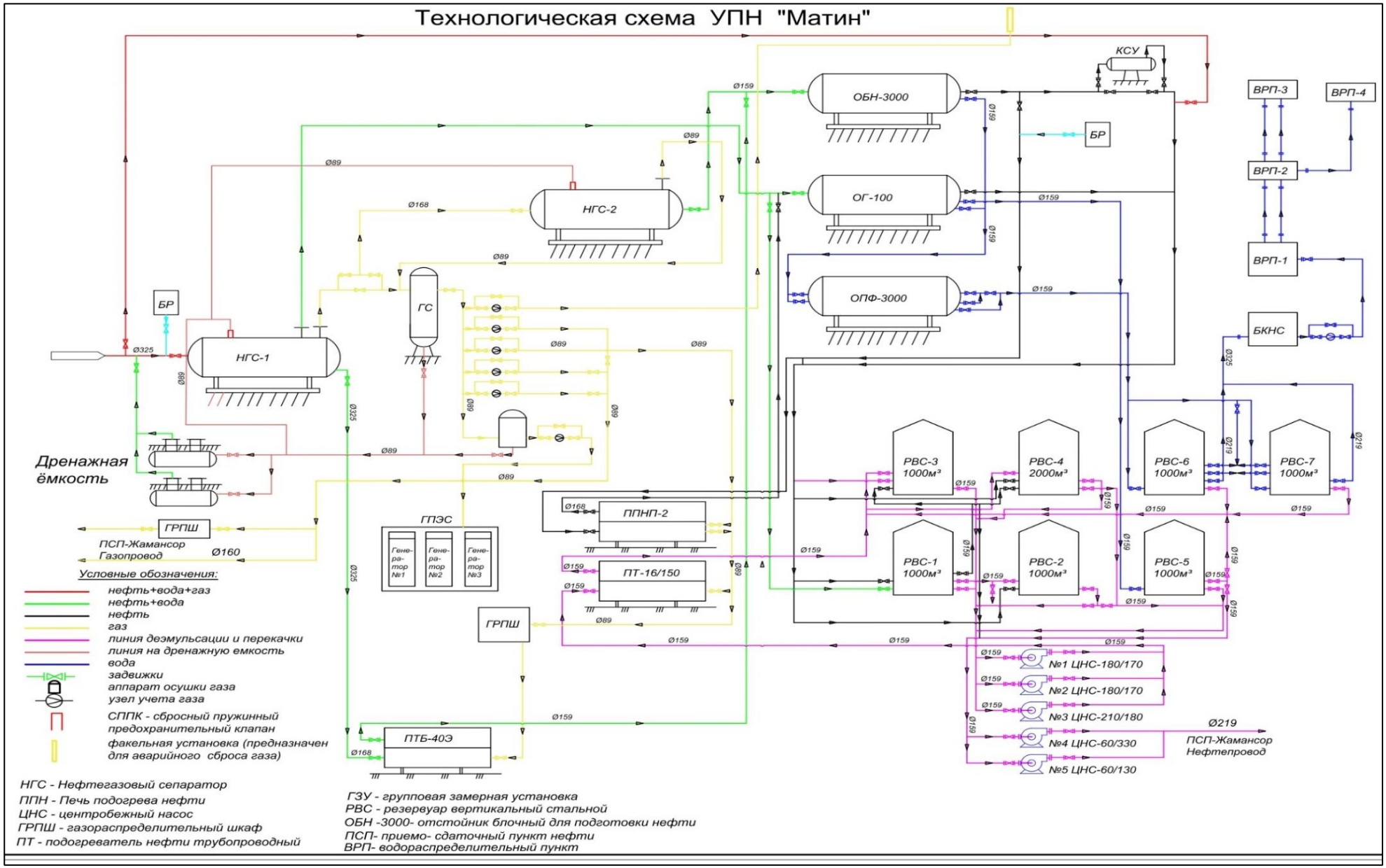


Рисунок 1.5.5.2 –Технологическая схема УПН месторождения Матин

Дожимная насосная станция (ДНС)

В 2015 г. выполнено строительство «Дожимной насосной станции месторождения Матин».

Продукция добывающих скважин Юго-Восточного поля Восточного крыла по выкидным трубопроводам поступает на АГЗУ-9, далее по нефтепроводу диаметром-159 мм на входной манифольд. (рисунок 1.14).

Далее по технологическому трубопроводу - в нефтегазовый сепаратор С-1, где под давлением Р=0,4 МПа и при температуре Т=30°С происходит выделение из нефтегазовой смеси попутного нефтяного газа.

Из НГС нефть поступает в буферную емкость под давлением 0,25 МПа. Буферная емкость обеспечивает равномерное поступление нефти к приему перекачивающих насосов НБ-50 (2 единицы).

Далее нефть направляется на площадку Установки подготовки нефти (УПН) по внутрипромысловому трубопроводу диаметром 159 мм.

Газ, выделившийся в нефтегазовом сепараторе С-1, поступает в газовый сепаратор СГ-1 для очистки от капельной влаги. Процесс протекает под давлением Р=0,35 МПа и при температуре Т=25°С. Из СГ-1 подготовленный газ через узел учета газа направляется по потребителям на печи подогрева, ГПЭС, котельную, также предусмотрена байпасная линия, при которой вся продукция жидкость-газ направляется на УПН.

Дренаж со всех точек технологической цепочки направляется в дренажную емкость Е-1.

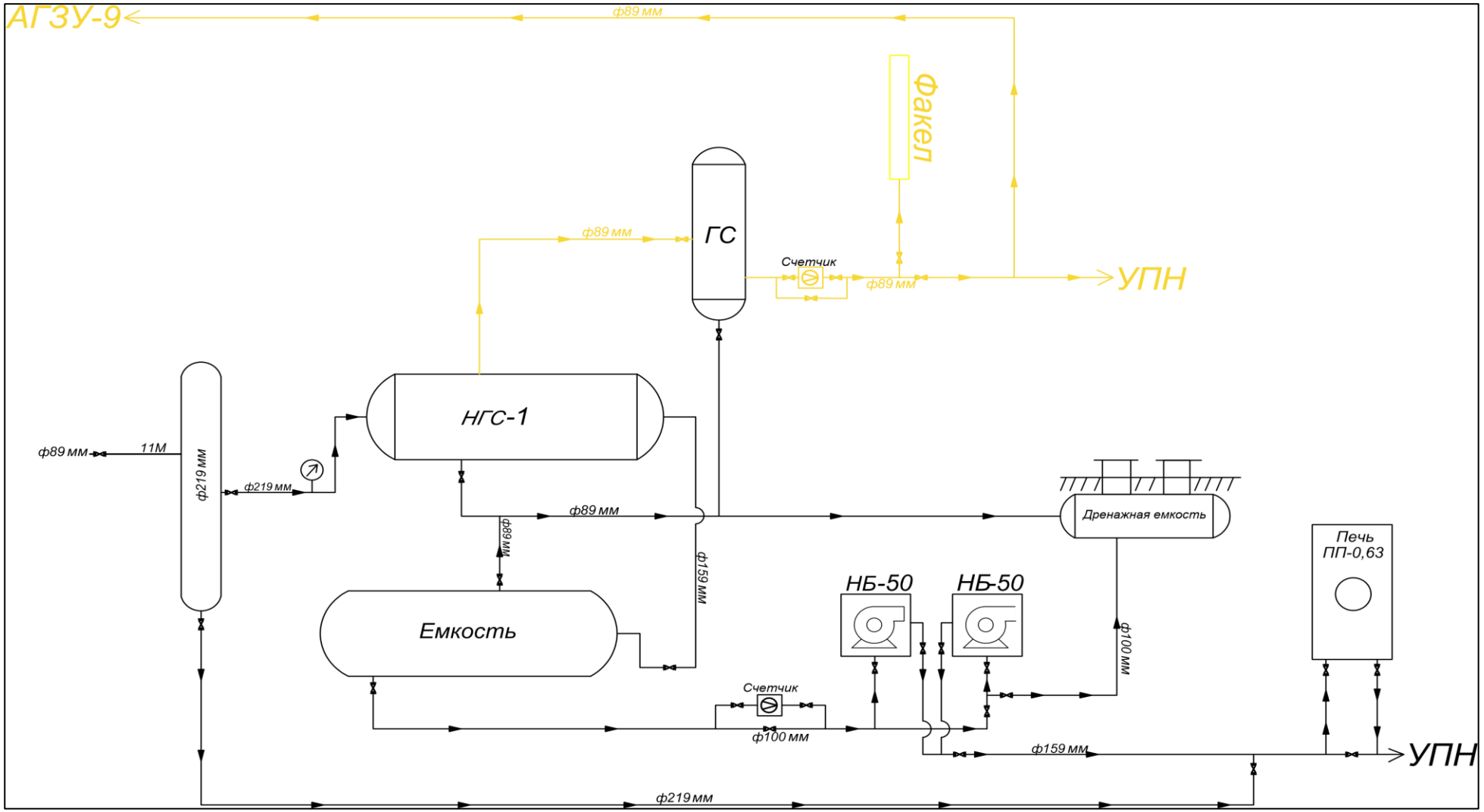


Рисунок 1.5.5.3 – Принципиальная технологическая схема ДНС месторождения Матин

Проектные решения по системе сбора, транспорта и подготовки добываемой продукции

По рекомендованному варианту разработки проектными решениями предусматривается: в 2025 г. – бурение добывающей скважины №361, в 2026 г. – бурение добывающей скважины №363.

Дополнительное бурение 2-х добывающих скважин предполагает обустройство устьев и выкидных линий от данных скважин до ГЗУ.

На установке должна обеспечиваться возможность замера дебитов нефти, газа и воды, необходимого для контроля за разработкой месторождения.

Для минимизации тепловых потерь по длине трубопровода, рекомендуется все наземные участки трубопроводов оснастить теплоизоляцией, систему выкидных линий проложить подземно на глубине ниже глубины промерзания грунта.

Все технологические объекты должны быть оснащены системами автоматического регулирования, сигнализации по верхнему и нижнему уровню давления, системой аварийного останова, срабатывающего при нарушении технологического режима.

В связи с тем, что существующая система сбора и подготовки нефти по производительности достаточна для поддержания технологических процессов, расширение ее в рамках проекта не предусматривается за исключением подключения новых проектных скважин.

При этом рекомендуется каждый год проводить техническое обслуживание оборудования, при необходимости своевременный ремонт и замену изношенного оборудования.

В виду отдаленности ГЗУ-9 и ДНС от УПН, а также связанными с этим теплопотерями по длине нефтесборного коллектора и увеличением противодавления в нём, рекомендуется установить на ГЗУ-9 и ДНС дополнительные печи подогрева по одной единице.

Перечень необходимого оборудования для реализации системы промыслового сбора по рекомендуемому варианту разработки по годам представлен в таблице 1.5.5.1.

Таблица 1.5.5.1 – Перечень необходимого оборудования для реализации системы промыслового сбора по двум вариантам разработки

№ п/п	Мероприятия	Ед. изм.	Годы		Всего
			2025	2026	
1	Подключение проектных добывающих скважин	ед.	1	1	**4**
2	Прокладка выкидных трубопроводов Ду-100мм	м	310	610	**920**

Схема системы сбора и транспорта добываемой продукции с проектными решениями по рекомендованному варианту разработки представлена на рисунке 1.5.5.4.

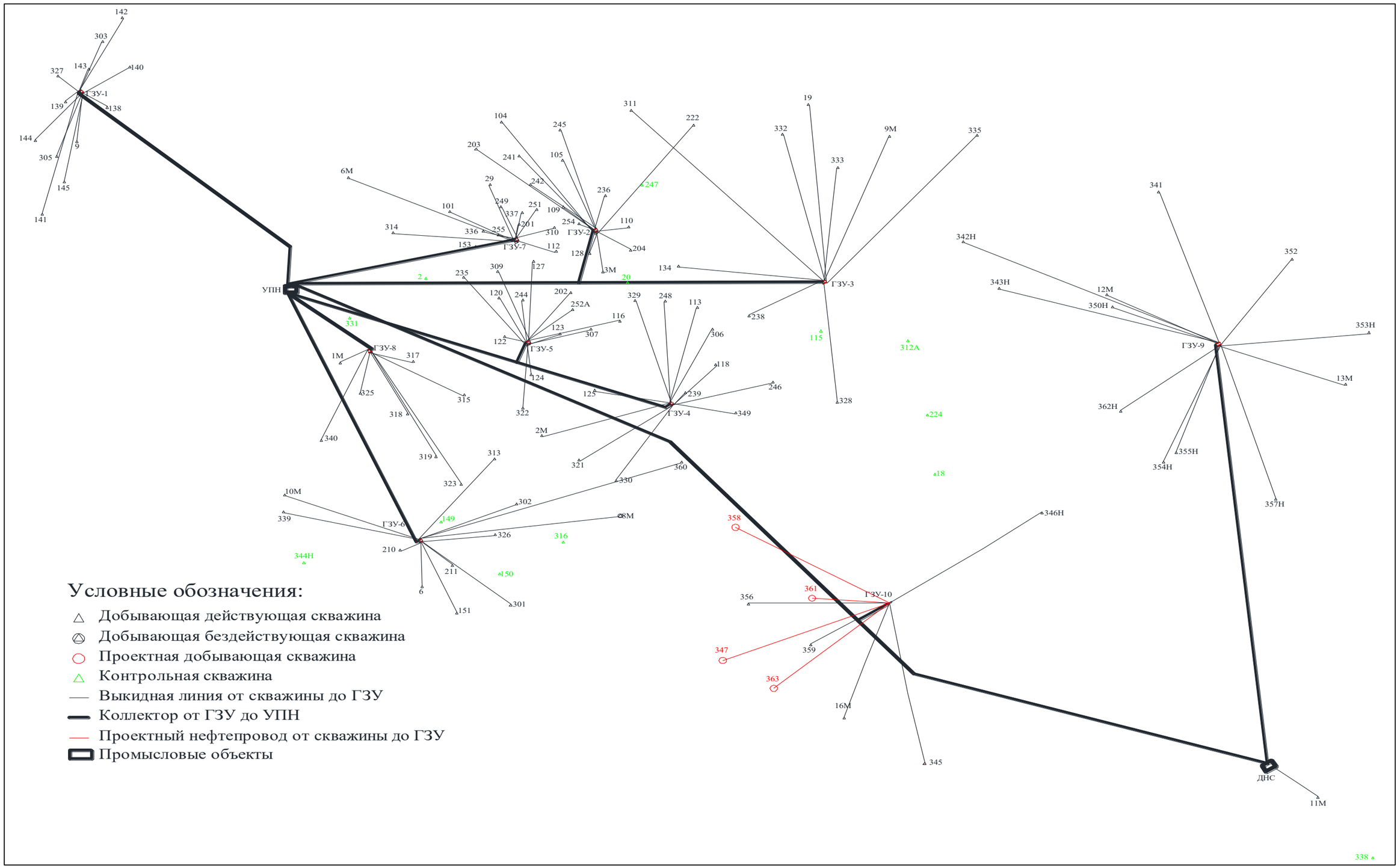


Рисунок 1.5.5.4 – Схема системы сбора и транспорта добываемой продукции с проектными решениями по рекомендованному варианту разработки

1.5.6. Требования к разработке программы по переработке (утилизации) газа

С 01.01.2024 г. утилизация газа осуществляется в соответствии с «Программой развития переработки сырого газа месторождения Матин на 2024-2025 гг.» утвержденной Рабочей группой Министерства энергетики РК (протокол №1.1 от 08.12.2023 г.).

В 2023 г. специалистами ТОО «Q-ТЕХПРОЕКТ» выполнен отчёт «Технологические потери попутного газа по месторождению Матин». В результате расчёта определён норматив технологических потерь попутного газа, который составил 0,119285%.

В соответствии с существующим положением в системе сбора и подготовки нефти и газа на месторождении Матин, сжигание газа не предусматривается, работа факела на 2024-2025 годы на месторождении не предусматривается, в связи с полной утилизацией газа на собственные нужды.

В соответствии с анализом существующего положения в системе сбора и подготовки добываемой продукции, а также с учетом проектных решений, основными объектами потребления газа в 2024-2025 гг. будут являться:

- ✓ (ПП-0,63А) на ДНС – 1 ед. (Потребление газа по паспортным данным 100 м^3/час);
- ✓ (УН-0,2М3) на АГЗУ-9 – 1ед. (Потребление газа по паспортным данным 25 м^3/час);
- ✓ Газопоршневая электростанция (ГПЭС) марки Caterpillar G 3512 – 3 ед. (Потребление газа по паспортным данным одной установки 206 м^3/час);
- ✓ Трубчатая печь ПТБ-5-40Э – 1 ед. (Потребление газа по паспортным данным 800 м^3/час);
- ✓ Трубчатая печь типа ПТ 16/150 – 1 ед. (Потребление газа по паспортным данным 306 м^3/час);
- ✓ Печь ППНП – 1ед. (Потребление газа по паспортным данным 187 м^3/час);
- ✓ Котельная на газовом топливе в вахтовом поселке, котел ICI CALDAIE – 1ед. (Потребление газа по паспортным данным 28 м^3/час);
- ✓ Котел «Bison NO 750» – 1ед. (Потребление газа по паспортным данным 86 м^3/час);
- ✓ Котел «Baltur Bar275» – 1ед. (Потребление газа по паспортным данным 30 м^3/час).

Осушенный газ используется в качестве топлива для ГПЭС – вырабатывающих электроэнергию для собственных нужд месторождения, на печах подогрева нефти.

1.5.7. Применяемые технико-технологические решения при строительстве скважины

При строительстве вертикальной скважины глубиной 670м.

Данные для данного п.п. взяты с «РООС к «Групповому техническому проекту на строительство вертикальной эксплуатационной скважины №№ 361, 363 глубиной 670 м на месторождении Матин», т.к. данные скважины №№ 361, 363 являются проектными скважинами в рамках данного «Проекта разработки м/р Матин», а также взят как аналог для других проектных скважин глубиной 670м будет ориентировочно.

Продолжительность строительства скважины будет составлять ориентировочно 24 суток.

Согласно техническому проекту, размер отводимых во временное пользование земельных участков на скважину составят 1,9 га территории.

Проектируемая скважина находятся на контрактной территории АО «Матен Петролеум», поэтому дополнительного отвода земель не требуется.

Для бурения скважины будет использована буровая установка ZJ-30 или аналог.

Для освоения (спуск НКТ, промывка, проведение перфорации и спуск насоса) скважины будет применена установка УПА-60/80 или аналог.

Источниками энергоснабжения буровых установок при бурении и при испытании скважины являются дизельные двигатели.

Применяемые технико-технологические решения

Конструкция скважины. С целью охраны недр, подземных вод и предотвращения возможных осложнений при строительстве скважины предусматривается следующая конструкция:

Направление ∅ 323,9 (12¾″) мм х 60 м., цементируется до устья с заливкой сверху вниз для обеспечения сцепления между трубами и породой, устанавливается с целью предотвращения размыва устья при бурении под кондуктором и возврата восходящего потока бурового раствора из скважины в циркуляционную систему. Устье скважины оборудуется противовыбросовым оборудованием.

Кондуктор ∅ 244,5 (9⅝) мм х 420м. цементируется до устья. Кондуктор спускается в отложениях альба, с целью предотвращения гидроразрыва пород в процессе ликвидации возможных проявлений при бурении под эксплуатационный колонну. Устье скважины после спуска кондуктора оборудуется противовыбросовым оборудованием.

Эксплуатационная колонна ∅ 168,3 (6⅝″) мм спускается на глубину 670м. Цементируется до устья. Спускается с целью испытание и добычи УВ сырья.

По усмотрению «Заказчика» могут использоваться набухающие или механические пакера при крепления обсадных колонн Ø323,9 (12¾") и Ø244,5 (9⅝").

Конструкция скважины выбрана согласно геологическим данным в соответствии с «Правилами обеспечения промышленной безопасности в нефтегазодобывающей отрасли».

Количество, глубины спуска и типоразмеры обсадных колонн определены исходя из совместимости условий бурения и безопасности работ при ликвидации возможных нефтегазоводопроявлений и испытания скважин на продуктивность.

Основными критериями выбора буровой установки являются: глубина скважин, вес колонны бурильных труб и спускаемых обсадных колонн, грузоподъемность буровой установки, экологичность, экономичность эксплуатации, уровень механизации технологических процессов.

Буровое оборудование монтируется крупными блоками и перевозится со скважины на скважину автотранспортом.

Системы приготовления, циркуляции и очистки бурового раствора на буровой установке исключают возможность загрязнения почвы буровым раствором и химическими реагентами, используемыми для обработки раствора.

Сбор отходов бурения предусматривается в шламовые емкости.

Общая продолжительность строительства скважины составляет 27 суток и состоит из следующих видов работ и представлено в таблице 1.5.7.1.

Таблица 1.5.7.1 - Продолжительность строительства скважины

Продолжительность цикла строительства скважины, сут.							
Всего	в том числе						
	строительно-монтажные работы	подготови-тельные работы	бурение и крепление	освоение			
				всего	в откры-том стволе	подготови-тельные работы перед испытанием	в эксплуата-ционной колонне
1	2	3	4	5	6	7	8
27	5,0	2,0	15,0	5,0	-	-	5,0

Характеристика проектируемой скважины представлена в таблице 1.5.7.2.

Таблица 1.5.7.2 - Характеристика проектируемой скважины

Показатель	Значения
Номер скважины, строящаяся по данному типовому проекту	361, 363
Расположение (суша, море)	суша
Проектная глубина скважины	
- по вертикали	670
- по стволу	-
Цель бурения и назначение	добыча нефти из нижнемеловых отложений
Проектный горизонт	нижний мел
Вид скважины	вертикальная
Способ бурения	роторный, ВЗД
Вид привода	дизель-электрический
Тип буровой установки	ZJ-30 или аналог
Тип установки для испытаний	УПА-60/80 или аналог

Виды работ при строительстве скважины

Строительно-монтажные работы включают:

- планировку площадки под буровое оборудование;

Подготовительные работы к бурению состоят из следующих видов работ:

- стыковка технологических линий;
- проверка работоспособности оборудования.

Бурение и крепление скважин. Бурение скважины 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 скважины, а также их наименьшего, отрицательного воздействия на атмосферу, почвы и подземные воды.

Буровой раствор готовится и обрабатывается химреагентами в блоке приготовления с

помощью гидроворонки. Из блока приготовления буровой раствор поступает в циркуляционную систему.

Промывка скважины производится по замкнутой циркуляционной системе: скважина - металлические желоба - блок очистки - приемные емкости – насос буровой - манифольд (труба) - скважина. Водоснабжение скважины для технологических нужд осуществляется автоцистернами.

Исходя из горно-геологических условий, при достижении определенной глубины – после вскрытия нефтегазового пласта - предусматривается крепление скважины эксплуатационной колонной. Колонну (затрубное пространство) цементируют до устья, добиваясь разобщения продуктивных горизонтов с земной поверхностью и другими не нефтяными пластами.

Испытание скважины. После окончания процесса бурения и крепления скважины буровая установка ZJ-30 или аналог демонтируется, и на устье скважины монтируется установка для испытания скважин УПА-60/80 или аналог.

Вскрытие продуктивного пласта осуществляют методом прострела стенок колонны и затрубного цементного камня кумулятивными зарядами (перфорацией).

Применение буровых растворов, исключающих возможные осложнения при бурении скважин

Проектом предусмотрено использование бурового раствора на водной основе, без применения высокотоксичных веществ.

Суммарная потребность компонентов на скважину для приготовления бурового раствора и для цементирования обсадных колонн указана таблице 1.5.7.3.

Таблица 1.5.7.3 - Суммарная потребность компонентов на скважину

Наименование	Суммарная потребность на скважину, тонн
для приготовления бурового раствора	
Бентонит	3,275
Кальцинированная сода	0,605
Каустическая сода	0,605
Sodium Bicarbon	0,474
KCl	13,308
Polypac VL/ELV	1,353
Polysal (мед. полисахария)	2,371
Polypac R	1,422
XCD/Duovis	0,299
$CaCO_3$	66,388
M-1 Cide	0,1182
Всего:	**90,2182**
для цементирования обсадных колонн	
ПЦТ 1-G	35,479
ПЦТ 1-G++ПСМС (100:3)	9,698
ОЭЦ	0,048488
НТФ	0,024244
$CaCL_2$	0,51584
КМЦ-600	0,2

Наименование	Суммарная потребность на скважину, тонн
Всего:	**45,966**

При строительстве горизонтальной скважины глубиной 1025м.

Для ориентировочной характеристики проектных скважин глубиной 1025м были использованы данные «РООСа к «Индивидуальному техническому проекту на строительство горизонтальной эксплуатационной скважины № 346Н на м/р Матин» как проект-аналог.

Продолжительность строительства скважины будет составлять ориентировочно 36 суток.

Согласно техническому проекту, размер отводимых во временное пользование земельных участков на скважину составят 1,9 га территории.

Проектируемая скважина находятся на контрактной территории АО «Матен Петролеум», поэтому дополнительного отвода земель не требуется.

Для бурения скважины будет использована буровая установка ZJ-30 или аналог.

Для освоения (спуск НКТ, промывка, проведение перфорации и спуск насоса) скважины будет применена установка УПА-60/80 или аналог.

Источниками энергоснабжения буровых установок при бурении и при испытании скважины являются дизельные двигатели.

Применяемые технико-технологические решения

Конструкция скважины. С целью охраны недр, подземных вод и предотвращения возможных осложнений при строительстве скважины предусматривается следующая конструкция:

Направление ∅ 323,9 (12¾″) мм х 60 м., цементируется до устья с заливкой сверху вниз для обеспечения сцепления между трубами и породой, устанавливается с целью предотвращения размыва устья при бурении под кондуктором и возврата восходящего потока бурового раствора из скважины в циркуляционную систему. Устье скважины оборудуется противовыбросовым оборудованием.

Кондуктор ∅ 244,5 (9⅝) мм х ± 495 (525 по стволу) м. цементируется до устья. Кондуктор спускается в отложениях неокома, с целью предотвращения гидроразрыва пород в процессе ликвидации возможных проявлений при бурении под эксплуатационный колонну. Устье скважины после спуска кондуктора оборудуется противовыбросовым оборудованием.

* Эксплуатационный колонна ∅ 168,3 (6⅝″) мм спускается на глубину 535,75 (1040 по стволу) м. цементируется до устья. Спускается с целью испытание и добычи УВ сырья.

Примечание:

** - Возможно, спуск эксплуатационной колонны хвостовик + щелевой фильтр в горизонтальный части ствола по результатам ГИС открытого ствола. При этом ВПЦ от устья до интервала установки пакера ПГМЦ. Интервал установки пакера ПГМЦ будут уточнены по результатам ГИС открытого ствола.*

Название колонны	Диаметр,	Интервал спуска, м

	мм	по вертикали		по стволу	
		от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6
Направление	323,9 (12¾″)	0	60	0	60
Кондуктор	244,5 (9⅝″)	0	495	0	525
Эксплуатационная колонна *	168,3 (6⅝″)	0	535,75	0	1040

Конструкция скважины выбрана согласно геологическим данным в соответствии с «Правилами обеспечения промышленной безопасности в нефтегазодобывающей отрасли».

Количество, глубины спуска и типоразмеры обсадных колонн определены исходя из совместимости условий бурения и безопасности работ при ликвидации возможных нефтегазоводопроявлений и испытания скважин на продуктивность.

Основными критериями выбора буровой установки являются: глубина скважин, вес колонны бурильных труб и спускаемых обсадных колонн, грузоподъемность буровой установки, экологичность, экономичность эксплуатации, уровень механизации технологических процессов.

Системы приготовления, циркуляции и очистки бурового раствора на буровой установке исключают возможность загрязнения почвы буровым раствором и химическими реагентами, используемыми для обработки раствора.

Сбор отходов бурения предусматривается в шламовые емкости.

Ориентировочно общая продолжительность строительства скважины составляет 36 суток и состоит из следующих видов работ и представлено в таблице 1.5.7.4.

Таблица 1.5.7.4 - Продолжительность строительства скважины

Продолжительность цикла строительства скважины, сут.								
Всего	в том числе							
	строительно-монтажные работы	подготовительные работы	бурение и крепление	испытание				планировка после бурения
				всего	в открытом стволе	подготовительные работы перед испытанием	в эксплуатационной колонне	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
36	5,0	2,0	23	4	-	-	4	2

Характеристика проектируемой скважины представлена в таблице 1.5.7.5.

Таблица 1.5.7.5 - Характеристика проектируемой скважины

Показатель	Значения
Расположение (суша, море)	суша
Проектная глубина скважины	
- по вертикали	535,75
- по стволу	1040
Цель бурения и назначение	добыча нефти из нижнемеловых отложений
Проектный горизонт	неоком (K1ne)
Вид скважины	горизонтальная
Способ бурения	роторный, ВЗД
Вид привода	дизель-электрический
Тип буровой установки	ZJ-30
Тип установки для испытаний	УПА-60/80

Виды работ при строительстве скважин

Строительно-монтажные работы включают:

- планировку площадки под буровое оборудование;

Подготовительные работы к бурению состоят из следующих видов работ:

- стыковка технологических линий;
- проверка работоспособности оборудования.

Бурение и крепление скважин. Бурение скважины 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 скважины, а также их наименьшего, отрицательного воздействия на атмосферу, почвы и подземные воды.

Буровой раствор готовится и обрабатывается химреагентами в блоке приготовления с помощью гидроворонки. Из блока приготовления буровой раствор поступает в циркуляционную систему.

Промывка скважины производится по замкнутой циркуляционной системе: скважина - металлические желоба - блок очистки - приемные емкости – насос буровой - манифольд (труба) - скважина. Водоснабжение скважины для технологических нужд осуществляется автоцистернами.

Исходя из горно-геологических условий, при достижении определенной глубины – после вскрытия нефтегазового пласта - предусматривается крепление скважины эксплуатационной колонной. Колонну (затрубное пространство) цементируют до устья, добиваясь разобщения продуктивных горизонтов с земной поверхностью и другими не нефтяными пластами.

Освоение (спуск НКТ, промывка, проведение перфорации и спуск насоса) скважины. После окончания процесса бурения и крепления скважины буровая установка ZJ-30 или аналог демонтируется, и на устье скважины монтируется установка для испытания скважин УПА-60/80 или аналог.

Вскрытие продуктивного пласта осуществляют методом прострела стенок колонны и затрубного цементного камня кумулятивными зарядами (перфорацией).

Планировочные работы - по окончании бурения и освоения скважины проводятся работы по очистке территории от строительного мусора, снятию загрязненного слоя грунта и восстановлению ландшафтов на площадке скважины.

Применение буровых растворов, исключающих возможные осложнения при бурении скважин

Проектом предусмотрено использование бурового раствора на водной основе, без

применения высокотоксичных веществ.

Суммарная потребность компонентов на скважину для приготовления бурового раствора и для цементирования обсадных колонн указана таблице 1.5.7.6.

Таблица 1.5.7.6 - Суммарная потребность компонентов на скважину

Наименование	Суммарная потребность на скважину, тонн
для приготовления бурового раствора	
Бентонит	3,275
Кальцинированная сода	0,623
Каустическая сода	0,623
Sodium Bicarbon	0,492
KCl	10,528
Polypac VL/ELV	1,159
Polysal (мед. полисахария)	2,460
Polypac R	1,477
XCD/Duovis	0,316
$CaCO_3$	68,880
M-1 Cide	0,123
Всего:	**89,956**
для цементирования обсадных колонн	
ПЦТ 1-G	58,070
$CaCL_2$	0,885
КМЦ-600	0,2
Всего:	**59,155**

1.6. Описание планируемых к применению наилучших доступных технологий – для объектов I категории, требующих получения комплексного экологического разрешения в соответствии с пунктом 1 статьи 111 Кодекса

В соответствии пункту 1.3, раздела 1, приложения 2 Экологического Кодекс Республики Казахстан от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК вид намечаемой деятельности, разведка и добыча углеводородов относится к I категории.

Выбор техники и технологии добычи нефти и газа основан на условиях эксплуатации скважин, которые определяются исходя из геолого-промысловой характеристики продуктивных пластов, физико-химических свойств флюидов, технологических показателей и условий эксплуатации скважин.

В соответствии с этим, рекомендации по применению оборудования, материалов и технологии не являются обязательными, а носят характер примеров обеспечения этой реализации и могут быть уточнены в процессе составления проекта обустройства месторождения или эксплуатации конкретной скважины с учетом актуальной ситуации.

Применение наилучших доступных технологий не требуется.

1.7. Описание работ по постутилизации существующих зданий, строений, сооружений, оборудования и способов их выполнения, если эти работы необходимы для целей реализации намечаемой деятельности

Для целей реализации намечаемой деятельности выполнение работ по постутилизации существующих зданий, строений, сооружений, оборудования в связи с отсутствием таких

объектов, не требуется.

Работы будут выполняться вахтовым методом, круглосуточно, без выходных дней.

1.8. Информация об ожидаемых видах, характеристиках и количестве эмиссий в окружающую среду, иных вредных антропогенных воздействиях на окружающую среду, связанных со строительством и эксплуатацией объектов для осуществления рассматриваемой деятельности, включая воздействие на воды, атмосферный воздух, почвы, недра, а также вибрации, шумовые, электромагнитные, тепловые и радиационные воздействия

1.8.1. Оценка воздействия на атмосферный воздух

1.8.1.1. Характеристика источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Загрязнение атмосферы предполагается в результате выделения:

- *в процессе добычи, сбора и подготовки углеводородного сырья:*

– в результате утечек легких фракций углеводородов от технологического оборудования (*сепараторов, оборудования скважин и т.д.*), сжигание газа, утилизация газа с выработкой электро- и тепло-энергий;

- *в процессе строительства скважин:*

– в результате сгорания дизельного топлива (в дизель-генераторе привода);

– в результате неорганизованных выбросов при работе спецтехники (бульдозера, экскаватора и т.д.);

– в результате утечек легких фракций углеводородов из емкостей, насосов, сепаратора, резервуаров;

– в результате выбросов от слесарной мастерской и сварочного поста и т.д.

Для приведения количества выбросов загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу **от существующего оборудования (которые также будут эксплуатироваться в дальнейшем)** представлен «*Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от источников загрязнения месторождения «Матин» АО «Матен Петролеум» на 2025-2029 гг.»*, согласно которого количество источников выбросов на 2025 год при эксплуатации оборудования на месторождении Матин составляет 246 стационарных источников загрязнения атмосферного воздуха, из которых: 22- организованных и 224-неорганизованных. В период 2026-2029гг. - 247 стационарных источника (22 - организованных и 225 - неорганизованных).

Ориентировочное количество источников **при реализации проектных решении**, по всем вариантам разработки месторождения Матин составляет 6 источников загрязнения атмосферы, из которых 5 являются организованными источниками и 1 неорганизованным источником выбросов ЗВ.

Согласно проекту аналога на строительство скважины (*Раздел «Охрана окружающей среды (РООС) к «Групповому техническому проекту на строительство вертикальных*

эксплуатационных скважин №№ 361, 363 на месторождении Матин»), ориентировочное количество источников **при строительстве 1 вертикальной скважины глубиной 670 м** составляет 31 источников, из которых 10 является организованными, 21 – неорганизованными.

Согласно проекту аналога на строительство скважины (*Раздел «Охрана окружающей среды (РООС) к «Индивидуальному техническому проекту на строительство горизонтальной эксплуатационной скважины № 346Н на месторождении Матин»*), ориентировочное количество источников **при строительстве 1 скважины глубиной 1025 м** составляет 32 источников, из которых 10 является организованными, 22 – неорганизованными.

Согласно данного «Проекта разработки месторождения Матин», с целью выявить наибольшие воздействие на атмосферный воздух при реализации каждого из 3-х вариантов разработки месторождения рассмотрены следующие года (не принимая во внимание рентабельность):

- при реализации 1 варианта:

- в 2025 году году достигаются максимальные показатели объемов добычи нефти и составляют – 103,51 тыс.т и максимальные показатели объемов нефтяного газа составляют - 6,2 млн.м^3, при фонде добывающих скважин – 113 шт.;
- в 2026 году показатели объемов добычи нефти составляют – 97,24 тыс.т и показатели объемов нефтяного газа составляют – 5,8 млн.м3, при фонде добывающих скважин – 113 шт.;
- в 2027 году показатели объемов добычи нефти составляют – 91,63 тыс.т и показатели объемов нефтяного газа составляют – 5,5 млн.м3, при фонде добывающих скважин – 113 шт.;
- в 2028 году показатели объемов добычи нефти составляют – 86,46 тыс.т и показатели объемов нефтяного газа составляют – 5,2 млн.м3, при фонде добывающих скважин – 113 шт.;
- в 2029 году показатели объемов добычи нефти составляют – 81,62 тыс.т и показатели объемов нефтяного газа составляют – 4,9 млн.м3, при фонде добывающих скважин – 113 шт.;
- бурение 1-ой добывающей скважины с проектной глубиной 670 м, согласно проектным решениям.

- при реализации 2 (рекомендуемого) варианта:

- в 2025 году году достигаются максимальные показатели объемов добычи нефти и составляют – 107,9 тыс.т и максимальные показатели объемов нефтяного газа составляют - 6,4 млн.м^3, при фонде добывающих скважин – 114 шт.;
- в 2026 году показатели объемов добычи нефти составляют – 101,4 тыс.т и показатели объемов нефтяного газа составляют – 6 млн.м3, при максимальном фонде добывающих скважин – 115 шт.;
- в 2027 году показатели объемов добычи нефти составляют – 94,4 тыс.т и показатели объемов нефтяного газа составляют – 5,6 млн.м3, при фонде добывающих скважин – 115 шт.;
- в 2028 году показатели объемов добычи нефти составляют – 88,9 тыс.т и показатели объемов нефтяного газа составляют – 5,3 млн.м3, при фонде добывающих скважин – 114 шт.;

- в 2029 году показатели объемов добычи нефти составляют – 83,6 тыс.т и показатели объемов нефтяного газа составляют – 5 млн.м3, при фонде добывающих скважин – 114 шт.;
- бурение 2-х добывающих скважин с проектной глубиной 670 м, согласно проектным решениям.

- при реализации 3 варианта:

- в 2025 году году достигаются максимальные показатели объемов добычи нефти и составляют – 114,07 тыс.т и максимальные показатели объемов нефтяного газа составляют - 6,8 млн.м^3, при фонде добывающих скважин – 120 шт.;
- в 2026 году показатели объемов добычи нефти составляют – 106,7 тыс.т и показатели объемов нефтяного газа составляют – 6,4 млн.м3, при максимальном фонде добывающих скважин – 123 шт.;
- в 2027 году показатели объемов добычи нефти составляют – 98,45 тыс.т и показатели объемов нефтяного газа составляют – 5,9 млн.м3, при фонде добывающих скважин – 123 шт.;
- в 2028 году показатели объемов добычи нефти составляют – 92,4 тыс.т и показатели объемов нефтяного газа составляют – 5,5 млн.м3, при фонде добывающих скважин – 123 шт.;
- в 2029 году показатели объемов добычи нефти составляют – 86,79 тыс.т и показатели объемов нефтяного газа составляют – 5,2 млн.м3, при фонде добывающих скважин – 123 шт.;
- бурение 7-и добывающих скважин, из них 4 ед. – вертикальные с проектной глубиной 670 м, 3 ед. – горизонтальные с проектной глубиной 1025 м, согласно проектным решениям.

В рамках настоящего ОВВ к «Проекту разработки месторождения Матин» рассмотрены основные источники выбросов, которые находятся в прямой зависимости от максимального уровня добычи углеводородов и максимального количества добывающих скважин, которые непосредственно будут задействованы при реализации проектных решений**. Ориентировочные расчеты проведены для действующего фонда скважин в период разработки и от оборудования, которое находится в прямой зависимости от добычи нефти** *(в данном случае это резервуары и площадка добывающих скважин).*

Точные объемы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, образующиеся при строительстве скважин (СМР, бурение, испытание), будут представлены в отдельных Технических проектах на строительство скважин, с учетом глубины скважин, типом буровой установки, условиями бурения и т.д.

Проведенные расчеты выбросов загрязняющих веществ от оборудования в данном проекте являются **предварительными**. Более точные объемы выбросов загрязняющих веществ будут представлены в *«Проекте нормативов допустимых выбросов (НДВ) загрязняющих веществ в окружающую среду для месторождения Матин»* и в технических проектах на строительство скважин, после утверждения основных показателей разработки в рамках данного Проекта разработки.

Все источники выбросов можно разделить на организованные и неорганизованные. Источникам организованных выбросов присваиваются четырехзначные номера, начиная с 0001, а неорганизованным источникам выбросов – с 6001. При разработке месторождения будут функционировать как организованные, так и неорганизованные источники выбросов.

Основными источниками выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при разработке месторождения Матин по любому из рассмотренных вариантов будет являться технологическое оборудование, которое будет задействовано в системе сбора и подготовки продукции и которое находится в прямой зависимости от добычи нефти, в данном случае это **резервуары и площадка добывающих скважин.**

Основными источниками выбросов загрязняющих веществ, которые отличают варианты друг от друга, являются:

1 вариант:

2025-2029 годы

- Технологический резервуар нефти (РВС №1), 1000 м3 – 1 ед. – (Источник № 0001);
- Резервуар сбора нефти (РВС №2), 1000 м3 – 1 ед. – (Источник № 0002);
- Технологический резервуар нефти (РВС №3), 1000 м3 – 1 ед. – (Источник № 0003);
- Технологический резервуар нефти (РВС №4), 2000 м3 – 1 ед. – (Источник № 0004);
- Резервуар хранения нефти (РВС №5), 1000 м3 – 1 ед. – (Источник № 0005);
- Площадки 113-ти добывающих скважин – 1 ед. - (Источник № 6001).

2 (рекомендуемый) вариант:

2025-2029 годы

- Технологический резервуар нефти (РВС №1), 1000 м3 – 1 ед. – (Источник № 0001);
- Резервуар сбора нефти (РВС №2), 1000 м3 – 1 ед. – (Источник № 0002);
- Технологический резервуар нефти (РВС №3), 1000 м3 – 1 ед. – (Источник № 0003);
- Технологический резервуар нефти (РВС №4), 2000 м3 – 1 ед. – (Источник № 0004);
- Резервуар хранения нефти (РВС №5), 1000 м3 – 1 ед. – (Источник № 0005);
- Площадки 114-ти добывающих скважин – 1 ед. - (Источник № 6001) – **2025, 2028, 2029 гг.**;
- Площадки 115-ти добывающих скважин – 1 ед. - (Источник № 6001) – **2026-2027 гг.**

3 вариант:

2025-2029 годы

- Технологический резервуар нефти (РВС №1), 1000 м3 – 1 ед. – (Источник № 0001);
- Резервуар сбора нефти (РВС №2), 1000 м3 – 1 ед. – (Источник № 0002);
- Технологический резервуар нефти (РВС №3), 1000 м3 – 1 ед. – (Источник № 0003);

- Технологический резервуар нефти (РВС №4), 2000 м3 – 1 ед. – (Источник № 0004);
- Резервуар хранения нефти (РВС №5), 1000 м3 – 1 ед. – (Источник № 0005);
- Площадки 120-ти добывающих скважин – 1 ед. - (Источник № 6001) – **2025 г.**;
- Площадки 123-ти добывающих скважин – 1 ед. - (Источник № 6001) – **2026-2029 гг.**

В настоящем разделе рассмотрены периоды (года) разработки месторождения Матин по каждому из вариантов, которые характеризуются максимальными показателями добычи углеводородов.

Схема расположения источников выбросов по по всем вариантам представлена на рисунках 1.8.1.1 – 1.8.1.3.

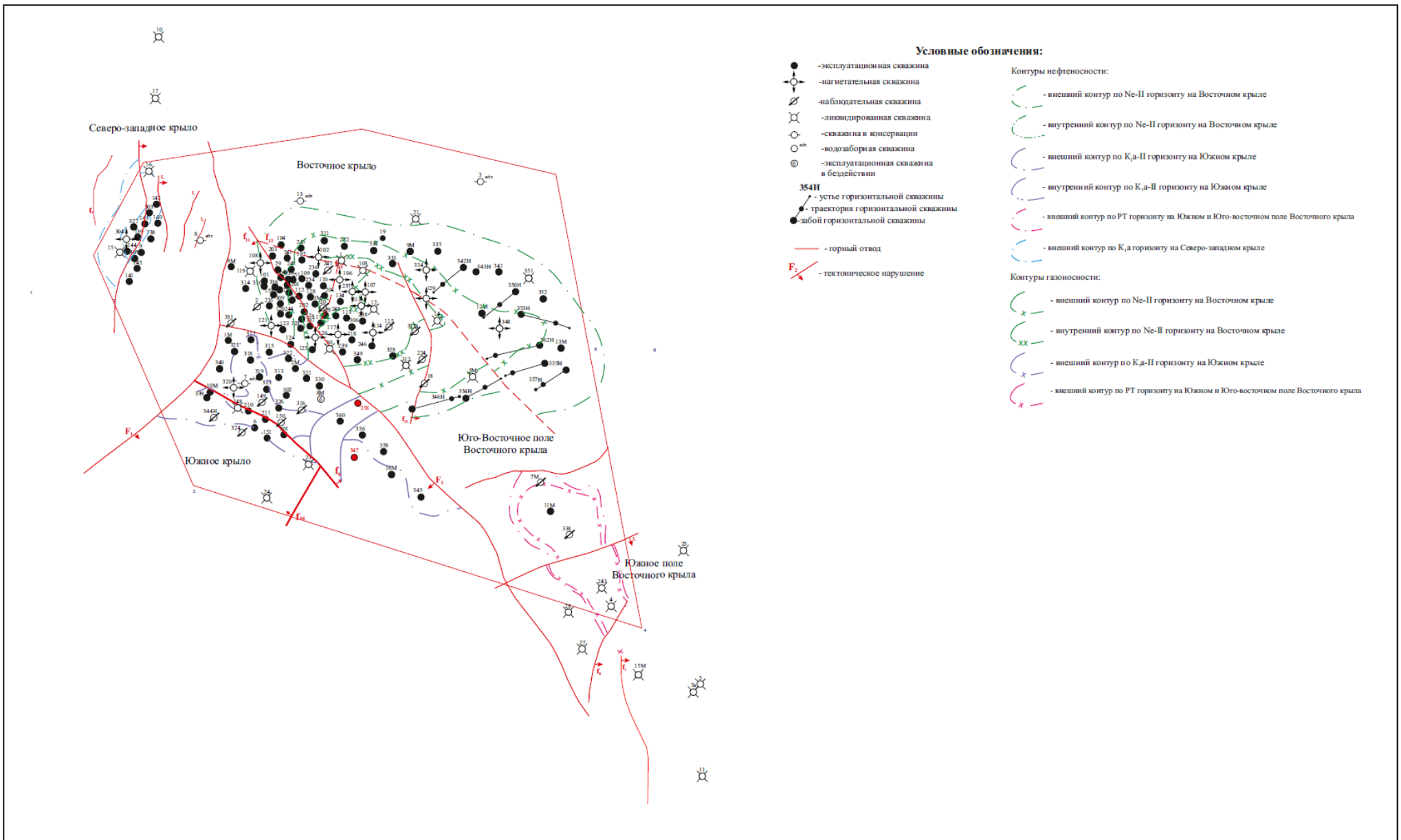


Рисунок 1.8.1.1 - Схема расположения проектных и фактических пробуренных скважин по 1- варианту

Условные обозначения:

-эксплуатационная скважина
-нагнетательная скважина
-наблюдательная скважина
-ликвидированная скважина
-скважина в консервации
-водозаборная скважина
-эксплуатационная скважина в бездействии
354Н - устье горизонтальной скважины
- траектория горизонтальной скважины
-забой горизонтальной скважины
- горный отвод
- тектоническое нарушение

Контуры нефтеносности:
- внешний контур по Ne-II горизонту на Восточном крыле
- внутренний контур по Ne-II горизонту на Восточном крыле
- внешний контур по K_1a-II горизонту на Южном крыле
- внутренний контур по K_1a-II горизонту на Южном крыле
- внешний контур по PT горизонту на Южном и Юго-восточном поле Восточного крыла
- внешний контур по K_1a горизонту на Северо-западном крыле

Контуры газоносности:
- внешний контур по Ne-II горизонту на Восточном крыле
- внутренний контур по Ne-II горизонту на Восточном крыле
- внешний контур по K_1a-II горизонту на Южном крыле
- внешний контур по PT горизонту на Южном и Юго-восточном поле Восточного крыла

ТОО «Проектный институт «Optimum» АО «Матен Петролеум»	«Проект разработки месторождения Матин» по состоянию на 01.01.2024 г. Договор №96-МП/2023 от 15.02.2023г.	
	Отв. исполнитель Карайдарова А.Н.	2024 г.
Приложение 45	Схема расположения проектных и фактических пробуренных скважин Вариант 2	
Масштаб	100 0 200 1:25000	
Подготовила	Ст.спец. службы подсчета запасов Нурбергенова Д.Н.	
Проверила	Гл.спец. службы подсчета запасов Сисеналиева А.С.	

Рисунок 1.8.1.2 - Схема расположения проектных и фактических пробуренных скважин по 2 - рекомендуемому варианту

ТОО «Проектный институт «Optimum»	«Проект разработки месторождения Матин» по состоянию на 01.01.2024 г. Договор №96-МП/2023 от 15.02.2023г.	
АО «Матен Петролеум»	Отв. исполнитель Карайдарова А.Н.	2024 г.
Приложение 46	Схема расположения проектных и фактических пробуренных скважин Вариант 3	
Масштаб	100 0 200 1:25000	
Подготовила	Ст.спец. службы подсчета запасов	Нурбергенова Д.Н.
Проверила	Гл.спец. службы подсчета запасов	Сисеналиева А.С.

Рисунок 1.8.1.3 - Схема расположения проектных и фактических пробуренных скважин по 3 - варианту

Источники при бурении скважин

В процессе строительно-монтажных работ предусматривается следующие виды работ: рытье траншей, обвалования площадки ГСМ, транспортировки грунта и т.п.

Работа строительной техники будет сопровождаться выбросами пыли.

Работа дизельных блоков сопровождается выделением в атмосферу *оксида азота, диоксида азота, диоксида серы, оксида углерода, углеводородов, сажи, бенз(а)пирена и формальдегида.*

При приеме, хранении и отпуске дизтоплива в наземные резервуары склада ГСМ, топливные баки дизельных установок и спецтехники в атмосферу выделяются предельные углеводороды.

В процессе бурения скважин будут проводиться сварочные работы. При ручной дуговой сварке штучными электродами от сварочного оборудования в атмосферу выделяются *сварочный аэрозоль и фтористый водород.*

При строительстве скважин основное загрязнение атмосферного воздуха предполагается в результате выделения:

- пыли в процессе строительно-монтажных работ (рытье траншеи, обвалования площадки ГСМ);
- продуктов сгорания дизельного топлива (привод лебедки и ротора, привод буровых насосов, дизель-генератор);
- легких фракций углеводородов от технологического оборудования (емкости для хранения горюче-смазочных материалов, технологические емкости);

Процесс строительства скважин состоит из следующих работ: *строительно-монтажные, подготовительные работы, бурение и крепление, испытание.*

Основными источниками выбросов загрязняющих веществ при бурении скважин являются:

- при СМР: ДЭС, сварочные работы, работа ямобура, перемещение грунта бульдозером, работа экскаватора, емкости для дизтоплива, моторного масла, отработанного масла, ДВС;
- при подготовительных работах к бурению, бурение и крепление скважины: Дизельные двигатели (привод насоса, привод буровой установки, ДЭС, цементировочный агрегат), емкости буровых растворов, бурового шлама, дизельного топлива, моторного масла, отработанного масла, вакумный дегазатор, газосепаратор;
- при испытании скважины: Дизельные двигатели (силовой агрегат, ДЭС, цементировочный агрегат), емкости дизельного топлива, моторного масла, отработанного масла.

Для приведения (ориентировочного) количества выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в процессе строительства скважин использованы данные из аналогичных проектов: *Раздел «Охрана окружающей среды (ООС) к «Групповому техническому проекту на*

строительство вертикальных эксплуатационных скважин №№ 361, 363 на месторождении Матин»), *Раздел «Охрана окружающей среды (ООС) к «Индивидуальному техническому проекту на строительство горизонтальной эксплуатационной скважины № 346Н на месторождении Матин».*

Ориентировочными источниками загрязнения атмосферы в процессе строительства скважин (№361 (2025г.), №363 (2026г.)) глубиной **670 м** во II рекомендуемом варианте являются:

Строительно-монтажные работы:

Организованные:

- Источник №0101 Дизельный двигатель САГ Д-144;

Неорганизованные:

- Источник №6101 Бульдозер;
- Источник №6102 Сварочный пост;
- Источник №6103 Емкость дизельного топлива с ТРК;
- Источник №6104 Емкость моторного масла с ТРК;
- Источник №6105 Емкость отработанного масла;
- Источник №6106 ДВС;

В процессе строительно-монтажных работ количество источников выбросов составляет 7 ед. Из них 1 источник – организованный, и 6 – неорганизованные источники выбросов.

Подготовительные работы к бурению, бурение и крепление скважины:

Организованные:

- Источник №0201 Дизельный двигатель (Привод насоса - PZ12V190B);
- Источник №0202 Дизельный двигатель (Привод насоса - PZ12V190B);
- Источник №0203 Дизельный двигатель (Привод буровой установки CAT 3406);
- Источник №0204 Дизельный двигатель (Привод буровой установки CAT 3406);
- Источник №0205 Дизельный двигатель ДЭС TAD 1242 GE;
- Источник №0206 Цементировочный агрегат ЦА-320 ЯМЗ-236НЕ2;

Неорганизованные:

- Источник №6201 Емкость для бурового раствора 37 м^3;
- Источник №6202 Емкость для бурового раствора 37 м^3;
- Источник №6203 Емкость для бурового раствора 37 м^3;
- Источник №6204 Емкость для бурового раствора 37 м^3;
- Источник №6205 Ёмкость для запаса бурового раствора 50м^3;
- Источник №6206 Емкость бурового шлама 40м^3;
- Источник №6207 Емкость бурового шлама 40м^3;

- Источник №6208 Вакуумный дегазатор;
- Источник №6209 Газосепаратор;
- Источник №6210 Емкость дизельного топлива с ТРК;
- Источник №6211 Емкость моторного масла с ТРК;
- Источник №6212 Емкость отработанного масла;

В процессе подготовительных работ к бурению, бурение и крепление скважины количество источников выбросов составляет 18 ед. Из них 6 источников – организованные, и 12 – неорганизованные источники выбросов.

Испытание в эксплуатационной колонне:

Организованные:

- Источник №0301 Дизельный двигатель (Силовой агрегат ЯМЗ-238М2-4);
- Источник №0302 Дизельный двигатель (Цементировочный агрегат ЦА-320 ЯМЗ-236НЕ2);
- Источник №0303 Дизельный двигатель (Дизельная электростанция АД-200);

Неорганизованные

- Источник №6301 Емкость дизельного топлива с ТРК;
- Источник №6302 Емкость моторного масла с ТРК;
- Источник №6303 Емкость отработанного масла.

В процессе освоения в эксплуатационной колонне количество источников выбросов составляет 6 ед. Из них 3 источника – организованные, и 3 – неорганизованные источники выбросов.

В процессе строительства скважины общее количество источников выбросов составляет 31 ед. Из них 10 источников – организованные, и 21 – неорганизованные источники выбросов.

В настоящем «Отчете о возможных воздействиях» к «Проекту разработки месторождения Матин» номера источников присвоены ориентировочно, т.к. не является нормирующим документом.

Номера источников для каждой скважины будут корректироваться при разработке проекта НДВ (Согласно пункту 14 приказа Министра экологии, геологии и природных ресурсов РК от 10 марта 2021 года №63 Об утверждении методики определения нормативов эмиссий в окружающую среду по результатам инвентаризации устанавливается состав источников выбросов и перечень вредных веществ, подлежащих нормированию. При ликвидации отдельного источника выбросов его номер не присваивается другому источнику, в том числе и заменяющему его).

Источники с «Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от источников загрязнения месторождения «Матин» АО «Матен Петролеум» на 2025-2029гг.» (существующее оборудование, которые также будут эксплуатироваться в

дальнейшем)**:**

Площадка УПН

Организованные источники загрязнения:

№0101. Печь подогрева ПТ-16/150М;

№0102. Печь подогрева ППНП-1-1,5/6,3;

№0104-0106. Газопоршневая электростанция «G3512»;

№0107 (001-002). Печь подогрева ПТ-16/150;

№0108 (001-002). Печь подогрева ПТБ-5-40Э;

Неорганизованные источники загрязнения:

№6101. Блок дозирования химреагентов «БР-2,5»;

№6102-6103. Нефтегазосепаратор «НГС-1,0-2000»;

№6104. Газосепаратор «ГС»;

№6105. Концевая сепарационная установка (КСУ);

№6106. Узел распределения газа;

№6107. Отстойник нефти горизонтальный ОБН-3000;

№6108. Отстойник с патронными фильтрами ОПФ-3000;

№6109. Отстойник нефти горизонтальный ОГ-100;

№6110-6111. Дренажная емкость;

№6112-6113. Насосная установка нефти «ЦНС 180/170»;

№6114. Насосная установка нефти «ЦНС 180/212» (резервный);

№6115. Технологический резервуар нефти (РВС №1);

№6116. Насосная установка нефти «ЦНС 60/330»;

№6117. Насосная установка нефти «ЦНС 60/330»;

№6118. Блок дозирования химреагентов «БР-4/1/1-1У1»;

№6120. Резервуар хранения нефти (РВС №2);

№6121. Технологический резервуар нефти (РВС №3);

№6122. Технологический резервуар нефти (РВС №4);

№6123. Резервуар хранения нефти (РВС №5);

№6124. Насос дренажной емкости «НВ-Е-50/50-2,5-В-55-У2»;

№6125. Насос дренажной емкости «НВ-Е-50/50-2,5-В-55-У2»;

№6126. Дренажная емкость;

№6127. Нефтеналивной стояк;

№6414. Химическая лаборатория;

Площадка АГЗУ

Организованные источники загрязнения:

№0201. Устьевой подогреватель УН-0,2 (АГЗУ№9);

Неорганизованные источники загрязнения:

№6201-6207. Автоматизированная групповая замерная установка (АГЗУ №1-АГЗУ №7);

№6208. Замерная емкость АГЗУ №1;

№6209. Замерная емкость АГЗУ №2;

№6210. Замерная емкость АГЗУ №3;

№6211. Замерная емкость АГЗУ №4;

№6212. Замерная емкость АГЗУ №5;

№6213. Замерная емкость АГЗУ №6;

№6214. Замерная емкость АГЗУ №7;

№6215. Насос по перекачке нефти «НБ-50» АГЗУ №1;

№6216-6221. Насос по перекачке нефти «НБ-50» и «НБ-32»;

№6222. Автоматизированная групповая замерная установка №8;

№6223. Замерная емкость АГЗУ №8;

№6224. Насос по перекачке нефти «НБ-50» АГЗУ №8;

№6225-6226. Дренажная емкость на АГЗУ №1;

№6227, №№6236-6237. Дренажная емкость на АГЗУ №2;

№6228, №№6238-6239. Дренажная емкость на АГЗУ №3;

№6229. Дренажная емкость на АГЗУ №4;

№6230, №6240. Дренажная емкость на АГЗУ №5;

№6231, №№6241-6242. Дренажная емкость на АГЗУ №6;

№6232-6233. Дренажная емкость на АГЗУ №7;

№6234-6235. Дренажная емкость на АГЗУ №8;

№6243. Автоматизированная групповая замерная установка №9;

№6244. Замерная емкость АГЗУ №9;

№6245. Насос по перекачке нефти «АНБ-50» АГЗУ №9;

№6246. Дренажная емкость на АГЗУ №9;

№6253. Автоматизированная групповая замерная установка №10;

№6254. Замерная емкость АГЗУ №10;

№6255. Насос по перекачке нефти «НБ-50» АГЗУ №10;

№6256. Дренажная емкость на АГЗУ №9;

№6257. Дренажная емкость типа РГ-6/1-П-0,1-УХ-01, АГЗУ №10;

Дожимная насосная станция (ДНС)

Организованные источники загрязнения:

№0202. Путевой подогреватель ПП-0,63;

Неорганизованные источники загрязнения:

№6247. Газосепаратор «ГС» сетчатый ГС 1-2,5-600;

№6248. Замерная емкость;

№6249. Замерная емкость;

№6250. Насос по перекачке нефти «АНБ-50»;

№6251. Насос по перекачке нефти «НБ-32»;

№6252. Дренажная емкость;

Площадка вахтового городка

Организованные источники загрязнения:

№0301. Котел «Baltur BAR 275» с горелкой «Sparkgas 30/W»;

№0302. Котел «ICI CALDAIE S.p.A» модель ALPHA R20 с горелкой «Baltur» «BTG 28 P»;

№0303. Котел «Unical ELL 340» с горелкой «RIELLO R.B.L R.L 44 MZ» (резервный);

№0305. Котел Protherm «BISON NO 750» с горелкой «Baltur TBG 85P»;

№0306. Дизельгенератор «AKSA» (резервный);

Неорганизованные источники загрязнения:

№6401-6404. Автозаправочная станция;

Нефтепромысел в целом, включая подземный и капитальный ремонт скважин

Организованные источники загрязнения:

№0401.Передвижной дизельный сварочный агрегат «АДД-4004» У2;

№0402. (АДПМ) Агрегат депарафинизации скважин передвижной модернизированный (стационарный двигатель);

№0405. (АРОК) Агрегат ремонта и обслуживания качалок;

№0406. Подъемная установка (АПРС-40);

№0407. Передвижная паровая установка «ППУА 1600/100»;

№0409, №0411. Цементировочный агрегат (ЦА-320);

Неорганизованные источники загрязнения:

№6406, №6409. Шлифовальная угловая машинка (болгарка);

№6411. Сварочный пост;

№6413. Пост газорезки;

Электроцех

Неорганизованные источники загрязнения:

№6408. Заточный станок «Bosch GSM 175»;

Сварочный цех

Неорганизованные источники загрязнения:

№6410.Сварочный пост;

№6412. Пост газорезки.

Площадка подземного и капитального ремонта скважин (ПКРС)

Организованные источники загрязнения:

№0601. Дизельгенератор «Teksan»;

Неорганизованные источники загрязнения:

№6601. Пересыпка цемента (приготовление раствора);

№6602. Пост покраски

Площадка эксплуатационных скважин

Неорганизованные источники загрязнения:

№№6415-6462, 6464-6541, 6543-6544 – 128 ед. эксплуатационных скважин (2025год);

№№6415-6462, 6464-6541, 6543-6545 – 129 ед. эксплуатационных скважин (2026-2029гг.).

1.8.1.2. Анализ расчетов выбросов загрязняющих веществ

В настоящем разделе рассмотрены периоды (года) разработки месторождения Матин по каждому из вариантов, которые характеризуются максимальными показателями добычи углеводородов.

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу **от существующего оборудования за 2025-2029 годы** (которые также будут эксплуатироваться в дальнейшем), согласно проекту «*Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от источников загрязнения месторождения «Матин» АО «Матен Петролеум» на 2025-2029 гг.»,* представлена в таблицах 1.8.1.1-1.8.1.5.

Таблица 1.8.1.1 - Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от существующего оборудования, на 2025 год, с учетом мероприятий по снижению выбросов

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опас-ности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0123	Железо (II, III) оксиды			0,04		3	0,04243055556	0,16435	4,10875
0143	Марганец и его соединения		0,01	0,001		2	0,00076258888	0,002921	2,921
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)		0,2	0,04		2	5,91099088743	42,94397672	1073,59942
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)		0,4	0,06		3	0,96053739387	6,978422467	116,307041
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)		0,15	0,05		3	0,09143216773	0,50846380397	10,1692761
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)		0,5	0,05		3	2,63261427503	22,8292363796	456,584728
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ)		5	3		4	5,83609432186	60,353042715	20,1176809
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/		0,02	0,005		2	0,00012916666	0,000465	0,093
0344	Фториды неорганические плохо растворимые		0,2	0,03		2	0,00013888888	0,0005	0,01666667
0405	Пентан		100	25		4	0,00004874821	0,00032079945	0,00001283
0410	Метан				50		0,95390189468	2,21036653286	0,04420733
0412	Изобутан (2-Метилпропан)		15			4	0,0001938979	0,00087487546	0,00005833
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5				50		41,2278343001	49,796681594	0,99593363
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10				30		15,2357540072	18,40252746	0,61341758
0501	Пентилены (амилены - смесь изомеров)		1,5			4	0,02933	0,004155	0,00277
0602	Бензол		0,3	0,1		2	0,2221239889	0,2436075575	2,43607557
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)		0,2			3	0,06479773494	0,0993405095	0,49670255
0621	Метилбензол		0,6			3	0,14814951366	0,158830909	0,26471818
0627	Этилбензол		0,02			3	0,000704	0,0000997	0,004985
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)			0,000001		1	0,00000202519	0,00001149439	11,49439
1042	Бутан-1-ол (Бутиловый спирт)		0,1			3	0,00000833333	0,00135	0,0135
1052	Метанол (Метиловый спирт)		1	0,5		3	0,000001867	0,0000591	0,0001182
1061	Этанол (Этиловый спирт)		5			4	0,00000555556	0,0009	0,00018
1119	2-Этоксиэтанол (Этиловый эфир этиленгликоля, Этилцеллозольв)				0,7		0,00000444444	0,00072	0,00102857
1210	Бутилацетат (Уксусной кислоты бутиловый эфир)		0,1			4	0,00000555556	0,0009	0,009
1325	Формальдегид (Метаналь)		0,05	0,01		2	0,02116972623	0,12426628054	12,4266281
1401	Пропан-2-он (Ацетон)		0,35			4	0,00000388889	0,00063	0,0018
2752	Уайт-спирит				1		0,0000625	0,023436	0,023436
2754	Алканы С12-19 /в пересчете на С/		1			4	2,31790508993	32,7676167954	32,7676168
2902	Взвешенные частицы		0,5	0,15		3	0,0828	0,14908	0,99386667
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20		0,3	0,1		3	0,02413888888	0,0525	0,525
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд)				0,04		0,0012	0,00216	0,054

	В С Е Г О:						**75,80527621**	**237,8218127**	**1747,08701**

Примечания: 1. В колонке 9: "М" - выброс ЗВ, т/год; при отсутствии ЭНК используется ПДКс.с. или (при отсутствии ПДКс.с.) ПДКм.р. или (при отсутствии ПДКм.р.) ОБУВ

2. Способ сортировки: по возрастанию кода ЗВ (колонка 1)

Таблица 1.8.1.2 - Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от существующего оборудования, на 2026 год, с учетом мероприятий по снижению выбросов

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0123	Железо (II, III) оксиды			0,04		3	0,04243055556	0,16435	4,10875
0143	Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид)		0,01	0,001		2	0,00076258888	0,002921	2,921
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)		0,2	0,04		2	5,89952208743	42,13433672	1053,35842
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)		0,4	0,06		3	0,95867371387	6,846855967	114,114266
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)		0,15	0,05		3	0,09143216773	0,50846380397	10,1692761
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)		0,5	0,05		3	2,63261427503	22,3426944562	446,853889
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ)		5	3		4	5,83609432186	60,024412081	20,0081374
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/		0,02	0,005		2	0,00012916666	0,000465	0,093
0344	Фториды неорганические плохо растворимые		0,2	0,03		2	0,00013888888	0,0005	0,01666667
0405	Пентан		100	25		4	0,00004874821	0,00032079945	0,00001283
0410	Метан				50		0,95390189468	1,88099057286	0,03761981
0412	Изобутан (2-Метилпропан)		15			4	0,0001938979	0,00087487546	0,00005833
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5				50		41,2281232198	48,3989122588	0,96797825
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10				30		15,2358607784	17,885977292	0,59619924
0501	Пентилены (амилены - смесь изомеров)		1,5			4	0,02933	0,004155	0,00277
0602	Бензол		0,3	0,1		2	0,2221253833	0,2368615665	2,36861566
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)		0,2			3	0,06479817318	0,0972203409	0,4861017
0621	Метилбензол		0,6			3	0,14815039014	0,1545905718	0,25765095
0627	Этилбензол		0,02			3	0,000704	0,0000997	0,004985
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)			0,000001		1	0,00000202519	0,00001149439	11,49439
1042	Бутан-1-ол (Бутиловый спирт)		0,1			3	0,00000833333	0,00135	0,0135
1052	Метанол (Метиловый спирт)		1	0,5		3	0,000001867	0,0000591	0,0001182
1061	Этанол (Этиловый спирт)		5			4	0,00000555556	0,0009	0,00018
1119	2-Этоксиэтанол (Этиловый эфир этиленгликоля, Этилцеллозольв)				0,7		0,00000444444	0,00072	0,00102857
1210	Бутилацетат (Уксусной кислоты бутиловый эфир)		0,1			4	0,00000555556	0,0009	0,009
1325	Формальдегид (Метаналь)		0,05	0,01		2	0,02116972623	0,12426628054	12,4266281

1401	Пропан-2-он (Ацетон)		0,35			4	0,00000388889	0,00063	0,0018
2752	Уайт-спирит				1		0,0000625	0,023436	0,023436
2754	Алканы С12-19 /в пересчете на С/		1			4	2,31790508993	32,7676167954	32,7676168
2902	Взвешенные частицы		0,5	0,15		3	0,0828	0,14908	0,99386667
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20		0,3	0,1		3	0,02413888888	0,0525	0,525
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд)				0,04		0,0012	0,00216	0,054
	В С Е Г О:						**75,79234213**	**233,8086317**	**1714,67596**

Примечания: 1. В колонке 9: "М" - выброс ЗВ,т/год; при отсутствии ЭНК используется ПДКс.с. или (при отсутствии ПДКс.с.) ПДКм.р. или (при отсутствии ПДКм.р.) ОБУВ

2. Способ сортировки: по возрастанию кода ЗВ (колонка 1)

Таблица 1.8.1.3 - Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от существующего оборудования, на 2027 год, с учетом мероприятий по снижению выбросов

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опас-ности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0123	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо)			0,04		3	0,04243055556	0,16435	4,10875
0143	Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид)		0,01	0,001		2	0,00076258888	0,002921	2,921
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)		0,2	0,04		2	5,89952208743	41,09353672	1027,33842
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)		0,4	0,06		3	0,95867371387	6,677725967	111,295433
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)		0,15	0,05		3	0,09143216773	0,50846380397	10,1692761
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)		0,5	0,05		3	2,63261427503	21,7702404562	435,404809
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ)		5	3		4	5,83609432186	59,637233881	19,879078
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/		0,02	0,005		2	0,00012916666	0,000465	0,093
0344	Фториды неорганические плохо растворимые		0,2	0,03		2	0,00013888888	0,0005	0,01666667
0405	Пентан		100	25		4	0,00004874821	0,00032079945	0,00001283
0410	Метан				50		0,95390189468	1,49381237286	0,02987625
0412	Изобутан (2-Метилпропан)		15			4	0,0001938979	0,00087487546	0,00005833
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5				50		41,2281232198	47,0355362588	0,94071073
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10				30		15,2358607784	17,382137292	0,57940458
0501	Пентилены (амилены - смесь изомеров)		1,5			4	0,02933	0,004155	0,00277
0602	Бензол		0,3	0,1		2	0,2221253833	0,2302815665	2,30281566
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)		0,2			3	0,06479817318	0,0951523409	0,4757617
0621	Метилбензол		0,6			3	0,14815039014	0,1504545718	0,25075762
0627	Этилбензол		0,02			3	0,000704	0,0000997	0,004985
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)			0,000001		1	0,00000202519	0,00001149439	11,49439
1042	Бутан-1-ол (Бутиловый спирт)		0,1			3	0,00000833333	0,00135	0,0135

1052	Метанол (Метиловый спирт)		1	0,5		3	0,000001867	0,0000591	0,0001182
1061	Этанол (Этиловый спирт)		5			4	0,00000555556	0,0009	0,00018
1119	2-Этоксиэтанол (Этиловый эфир этиленгликоля, Этилцеллозольв)				0,7		0,00000444444	0,00072	0,00102857
1210	Бутилацетат (Уксусной кислоты бутиловый эфир)		0,1			4	0,00000555556	0,0009	0,009
1325	Формальдегид (Метаналь)		0,05	0,01		2	0,02116972623	0,12426628054	12,4266281
1401	Пропан-2-он (Ацетон)		0,35			4	0,00000388889	0,00063	0,0018
2752	Уайт-спирит				1		0,0000625	0,023436	0,023436
2754	Алканы С12-19 /в пересчете на С/		1			4	2,31790508993	32,7676167954	32,7676168
2902	Взвешенные частицы		0,5	0,15		3	0,0828	0,14908	0,99386667
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20		0,3	0,1		3	0,02413888888	0,0525	0,525
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд)				0,04		0,0012	0,00216	0,054
	В С Е Г О:						**75,79234213**	**229,3718913**	**1674,12415**

Примечания: 1. В колонке 9: "М" - выброс ЗВ, т/год; при отсутствии ЭНК используется ПДКс.с. или (при отсутствии ПДКс.с.) ПДКм.р. или (при отсутствии ПДКм.р.) ОБУВ

2. Способ сортировки: по возрастанию кода ЗВ (колонка 1)

Таблица 1.8.1.4 - Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от существующего оборудования, на 2028 год, с учетом мероприятий по снижению выбросов

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опас-ности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0123	Железо (II, III) оксиды			0,04		3	0,04243055556	0,16435	4,10875
0143	Марганец и его соединения		0,01	0,001		2	0,00076258888	0,002921	2,921
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)		0,2	0,04		2	5,89952208743	40,31036072	1007,75902
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)		0,4	0,06		3	0,95867371387	6,550459867	109,174331
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)		0,15	0,05		3	0,09143216773	0,50846380397	10,1692761
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)		0,5	0,05		3	2,63261427503	21,3256406151	426,512812
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ)		5	3		4	5,83609432186	59,336724683	19,7789082
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/		0,02	0,005		2	0,00012916666	0,000465	0,093
0344	Фториды неорганические плохо растворимые		0,2	0,03		2	0,00013888888	0,0005	0,01666667
0405	Пентан		100	25		4	0,00004874821	0,00032079945	0,00001283
0410	Метан				50		0,95390189468	1,19305473286	0,02386109
0412	Изобутан (2-Метилпропан)		15			4	0,0001938979	0,00087487546	0,00005833
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5				50		41,2281232198	46,3030842588	0,92606169
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10				30		15,2358607784	17,111457292	0,57038191
0501	Пентилены (амилены - смесь изомеров)		1,5			4	0,02933	0,004155	0,00277

0602	Бензол		0,3	0,1		2	0,2221253833	0,2267465665	2,26746566
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)		0,2			3	0,06479817318	0,0940413409	0,4702067
0621	Метилбензол		0,6			3	0,14815039014	0,1482325718	0,24705429
0627	Этилбензол		0,02			3	0,000704	0,0000997	0,004985
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)			0,000001		1	0,00000202519	0,00001149439	11,49439
1042	Бутан-1-ол (Бутиловый спирт)		0,1			3	0,00000833333	0,00135	0,0135
1052	Метанол (Метиловый спирт)		1	0,5		3	0,000001867	0,0000591	0,0001182
1061	Этанол (Этиловый спирт)		5			4	0,00000555556	0,0009	0,00018
1119	2-Этоксиэтанол (Этиловый эфир этиленгликоля, Этилцеллозольв)				0,7		0,00000444444	0,00072	0,00102857
1210	Бутилацетат (Уксусной кислоты бутиловый эфир)		0,1			4	0,00000555556	0,0009	0,009
1325	Формальдегид (Метаналь)		0,05	0,01		2	0,02116972623	0,12426628054	12,4266281
1401	Пропан-2-он (Ацетон)		0,35			4	0,00000388889	0,00063	0,0018
2752	Уайт-спирит				1		0,0000625	0,023436	0,023436
2754	Алканы С12-19 /в пересчете на С/		1			4	2,31790508993	32,7676167954	32,7676168
2902	Взвешенные частицы		0,5	0,15		3	0,0828	0,14908	0,99386667
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20		0,3	0,1		3	0,02413888888	0,0525	0,525
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд)				0,04		0,0012	0,00216	0,054
	В С Е Г О :						**75,79234213**	**226,4055825**	**1643,35719**
Примечания: 1. В колонке 9: "М" - выброс ЗВ,т/год; при отсутствии ЭНК используется ПДКс.с. или (при отсутствии ПДКс.с.) ПДКм.р. или (при отсутствии ПДКм.р.) ОБУВ									
2. Способ сортировки: по возрастанию кода ЗВ (колонка 1)									

Таблица 1.8.1.5 - Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от существующего оборудования, на 2029 год, с учетом мероприятий по снижению выбросов

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опас-ности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0123	Железо (II, III) оксиды			0,04		3	0,04243055556	0,16435	4,10875
0143	Марганец и его соединения		0,01	0,001		2	0,00076258888	0,002921	2,921
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)		0,2	0,04		2	5,89952208743	39,41142472	985,285618
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)		0,4	0,06		3	0,95867371387	6,404382767	106,739713
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)		0,15	0,05		3	0,09143216773	0,50846380397	10,1692761
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)		0,5	0,05		3	2,63261427503	20,9012409487	418,024819
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ)		5	3		4	5,83609432186	59,050086973	19,6833623
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/		0,02	0,005		2	0,00012916666	0,000465	0,093
0344	Фториды неорганические плохо растворимые		0,2	0,03		2	0,00013888888	0,0005	0,01666667

0405	Пентан		100	25		4	0,00004874821	0,00032079945	0,00001283
0410	Метан				50		0,95390189468	0,90616153286	0,01812323
0412	Изобутан (2-Метилпропан)		15			4	0,0001938979	0,00087487546	0,00005833
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5				50		41,2281232198	45,5198682588	0,91039737
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10				30		15,2358607784	16,822017292	0,56073391
0501	Пентилены (амилены - смесь изомеров)		1,5			4	0,02933	0,004155	0,00277
0602	Бензол		0,3	0,1		2	0,2221253833	0,2229665665	2,22966566
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)		0,2			3	0,06479817318	0,0928533409	0,4642667
0621	Метилбензол		0,6			3	0,14815039014	0,1458565718	0,24309429
0627	Этилбензол		0,02			3	0,000704	0,0000997	0,004985
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)			0,000001		1	0,00000202519	0,00001149439	11,49439
1042	Бутан-1-ол (Бутиловый спирт)		0,1			3	0,00000833333	0,00135	0,0135
1052	Метанол (Метиловый спирт)		1	0,5		3	0,000001867	0,0000591	0,0001182
1061	Этанол (Этиловый спирт)		5			4	0,00000555556	0,0009	0,00018
1119	2-Этоксиэтанол (Этиловый эфир этиленгликоля, Этилцеллозольв)				0,7		0,00000444444	0,00072	0,00102857
1210	Бутилацетат (Уксусной кислоты бутиловый эфир)		0,1			4	0,00000555556	0,0009	0,009
1325	Формальдегид (Метаналь)		0,05	0,01		2	0,02116972623	0,12426628054	12,4266281
1401	Пропан-2-он (Ацетон)		0,35			4	0,00000388889	0,00063	0,0018
2752	Уайт-спирит				1		0,0000625	0,023436	0,023436
2754	Алканы С12-19 /в пересчете на С/		1			4	2,31790508993	32,7676167954	32,7676168
2902	Взвешенные частицы		0,5	0,15		3	0,0828	0,14908	0,99386667
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20		0,3	0,1		3	0,02413888888	0,0525	0,525
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд)				0,04		0,0012	0,00216	0,054
	В С Е Г О :						**75,79234213**	**223,2826388**	**1609,78688**

Примечания: 1. В колонке 9: "М" - выброс ЗВ, т/год; при отсутствии ЭНК используется ПДКс.с. или (при отсутствии ПДКс.с.) ПДКм.р. или (при отсутствии ПДКм.р.) ОБУВ

2. Способ сортировки: о возрастанию кода ЗВ (колонка 1)

Сравнение 3-х вариантов проведено по ориентировочному количеству и перечеью загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу месторождения Матин по каждому из вариантов разработки:

- от фонда добывающих скважин, технологического оборудования, которые находятся в прямой зависимости от объема добычи нефти, в данном случае это резервуары и площадка добывающих скважин, представлены по результатам расчетов в таблице 1.8.1.6.

Приведенное количество и перечень загрязняющих веществ, поступающих в атмосферу, при реализации проектных решений являются предварительными.

Расчеты выбросов вредных веществ в атмосферу выполнены в соответствии с:

- Техническими характеристиками применяемого оборудования;
- «Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004.», Астана, 2005;
- «Сборник методик по расчету выбросов загрязняющих веществ от различных производств», Алматы 1996;
- «Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов» от 29 июля 2011 года № 196-п;
- «Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное)», СПб, НИИ Атмосфера, 2005.

Расчеты выбросов загрязняющих веществ представлены в Приложении 1.

Таблица 1.8.1.6 - Ориентировочное количество и перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от оборудования по каждому из вариантов разработки

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1 вариант (2025 г. – максимальные добыча нефти и газа, максимальный фонд скважин)								
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)				50		0,342446	10,838997
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)				30		0,126657	4,008903
0602	Бензол (64)		0,3	0,1		2	0,001654	0,052355
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)		0,2			3	0,000520	0,016454
0621	Метилбензол (349)		0,6			3	0,001040	0,032909
	В С Е Г О :						**0,47232**	**14,94962**
1 вариант (2026 г.)								
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)				50		0,341649	10,811969
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)				30		0,126362	3,998907
0602	Бензол (64)		0,3	0,1		2	0,001650	0,052225
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)		0,2			3	0,000519	0,016413
0621	Метилбензол (349)		0,6			3	0,001037	0,032827
	В С Е Г О :						**0,47122**	**14,91234**
1 вариант (2027 г.)								
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)				50		0,340127	10,787116
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)				30		0,125799	3,989714
0602	Бензол (64)		0,3	0,1		2	0,001643	0,052104
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)		0,2			3	0,000516	0,016376
0621	Метилбензол (349)		0,6			3	0,001033	0,032751
	В С Е Г О :						**0,46912**	**14,87806**
1 вариант (2028 г.)								
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)				50		0,339348	10,764508
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)				30		0,125511	3,981353
0602	Бензол (64)		0,3	0,1		2	0,001639	0,051995
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)		0,2			3	0,000515	0,016341
0621	Метилбензол (349)		0,6			3	0,001030	0,032683
	В С Е Г О :						**0,46804**	**14,84688**
1 вариант (2029 г.)								
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)				50		0,338569	10,750451
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)				30		0,125223	3,976153
0602	Бензол (64)		0,3	0,1		2	0,001635	0,051927
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)		0,2			3	0,000514	0,016320

0621	Метилбензол (349)		0,6			3	0,001028	0,032640
	В С Е Г О :						**0,46697**	**14,82749**
2 рекомендуемый вариант (2025 г. – максимальные добыча нефти и газа)								
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)				50		0,346286	10,950082
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)				30		0,128077	4,049989
0602	Бензол (64)		0,3	0,1		2	0,001673	0,052892
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)		0,2			3	0,000526	0,016623
0621	Метилбензол (349)		0,6			3	0,001051	0,033246
	В С Е Г О :						**0,47761**	**15,10283**
2 рекомендуемый вариант (2026 г. – максимальный фонд скважин)								
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)				50		0,347772	11,015395
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)				30		0,128627	4,074145
0602	Бензол (64)		0,3	0,1		2	0,001680	0,053207
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)		0,2			3	0,000528	0,016722
0621	Метилбензол (349)		0,6			3	0,001056	0,033444
	В С Е Г О :						**0,479662**	**15,192914**
2 рекомендуемый вариант (2027 г.)								
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)				50		0,346975	10,984164
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)				30		0,128332	4,062595
0602	Бензол (64)		0,3	0,1		2	0,001676	0,053056
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)		0,2			3	0,000527	0,016675
0621	Метилбензол (349)		0,6			3	0,001053	0,033350
	В С Е Г О :						**0,47856**	**15,14984**
2 рекомендуемый вариант (2028 г.)								
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)				50		0,342374	10,867405
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)				30		0,126630	4,019410
0602	Бензол (64)		0,3	0,1		2	0,001654	0,052492
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)		0,2			3	0,000520	0,016498
0621	Метилбензол (349)		0,6			3	0,001040	0,032995
	В С Е Г О :						**0,47222**	**14,98880**
2 рекомендуемый вариант (2029 г.)								
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)				50		0,341613	10,848276
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)				30		0,126349	4,012335
0602	Бензол (64)		0,3	0,1		2	0,001650	0,052400
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)		0,2			3	0,000519	0,016469
0621	Метилбензол (349)		0,6			3	0,001037	0,032937
	В С Е Г О :						**0,47117**	**14,96242**
3 вариант (2025 г. – максимальные добыча нефти и газа)								
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)				50		0,364800	11,922052
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)				30		0,134925	4,409481

0602	Бензол (64)		0,3	0,1		2	0,001762	0,055589
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)		0,2			3	0,000554	0,017471
0621	Метилбензол (349)		0,6			3	0,001108	0,034941
	В С Е Г О :						**0,50315**	**16,43953**
3 вариант (2026 г. – максимальный фонд скважин)								
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)				50		0,371502	22,999144
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)				30		0,137404	8,506446
0602	Бензол (64)		0,3	0,1		2	0,001794	0,111092
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)		0,2			3	0,000564	0,034915
0621	Метилбензол (349)		0,6			3	0,001128	0,069829
	В С Е Г О :						**0,51239**	**31,72143**
3 вариант (2027 г.)								
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)				50		0,369800	22,964001
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)				30		0,136774	8,493448
0602	Бензол (64)		0,3	0,1		2	0,001786	0,110922
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)		0,2			3	0,000561	0,034861
0621	Метилбензол (349)		0,6			3	0,001123	0,069722
	В С Е Г О :						**0,51004**	**31,67295**
3 вариант (2028 г.)								
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)				50		0,368966	22,937408
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)				30		0,136466	8,483612
0602	Бензол (64)		0,3	0,1		2	0,001782	0,110793
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)		0,2			3	0,000560	0,034821
0621	Метилбензол (349)		0,6			3	0,001120	0,069642
	В С Е Г О :						**0,50889**	**31,63628**
3 вариант (2029 г.)								
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)				50		0,368133	22,912627
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)				30		0,136157	8,474447
0602	Бензол (64)		0,3	0,1		2	0,001778	0,110674
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)		0,2			3	0,000559	0,034783
0621	Метилбензол (349)		0,6			3	0,001118	0,069566
	В С Е Г О :						**0,50775**	**31,60210**

Примечания: 1. В колонке 9: "М" - выброс ЗВ,т/год; при отсутствии ЭНК используется ПДКс.с. или (при отсутствии ПДКс.с.) ПДКм.р. или (при отсутствии ПДКм.р.) ОБУВ

2. Способ сортировки: по возрастанию кода ЗВ (колонка 1)

Сравнение 3-х вариантов разработки также проведено по ориентировочному количеству и перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу на месторождении Матин, по каждому из вариантов разработки, при строительстве эксплуатационных скважин:

- **I вариант** – предусматривает строительство 1-й добывающей вертикальной скважины №358 в 2025 году с проектной глубиной 670 ±250м согласно проектным решениям;

- **II рекомендуемый вариант –** предусматривает строительство 2-х добывающих вертикальных скважин (№361 (2025г.), №363 (2026г.)) с проектной глубиной 670 ±250м согласно проектным решениям;

- **III вариант** – предусматривает строительство 7-ми скважин из них 4 вертикальных скважин (№367, №369 (2025г.), №370, №371 (2026г.)) проектной глубиной 670м и 3 горизонтальных скважин (№364Н, №365Н (2025г.), №366Н (2026г.)) проектной глубиной 1025м согласно проектным решениям.

Приведенное количество и перечень загрязняющих веществ, поступающих в атмосферу, при реализации проектных решений являются предварительными (табл. 1.8.1.7).

Более точные объемы выбросов загрязняющих веществ могут быть представлены в Индивидуальном техническом проекте на строительство скважины.

Для приведения ориентировочного количества выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в процессе строительства скважин использованы данные из *«Разделов ООС»*

- *к «Групповому техническому проекту на строительство вертикальных эксплуатационных скважин №№ 361, 363 на месторождении Матин»*),

- *к «Индивидуальному техническому проекту на строительство горизонтальной эксплуатационной скважины № 346Н на месторождении Матин».*

Выбросы приняты по проектам аналогам и представлены по всем вариантам разработки в таблице 1.8.1.7

Таблица 1.8.1.7 – Ориентировочные перечень и суммарное количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферный воздух за весь период строительства от 1-й скважины и 2-х (1 вариант), 4-х (2 рекомендуемый вариант), 12-ти (3 вариант).

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опас-ности	при строительстве 1-й верт. скв. гл 670м		при строительстве 1-й гориз. скв. гл 1025м		при строительстве 1-ой верт. скв. гл 670м (№358 (2025г.)) (вариант 1)		при строительстве 2-х верт. скв. гл 670м (№361 (2025г.), №363 (2026г.)) (рекомендуемый 2 вариант)		при строительстве 7-ми скв. (вариант 3)			
														4 верт. скв. гл 670м (№367, №369 (2025г.), №370, №371 (2026г.))		3 гориз. скв. гл 1025м (№364Н, №365Н (2025г.), №366Н (2026г.))	
						Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т
От стационарных источников																	
0123	Железо (II, III) оксиды (274)		0,04		3	0,012530	0,000678	0,012530	0,000678	0,012530	0,000678	0,025060	0,001356	0,050120	0,002712	0,037590	0,002034
0143	Марганец и его соединения	0,01	0,001		2	0,001078	0,000058	0,001078	0,000058	0,001078	0,000058	0,002156	0,000117	0,004312	0,000233	0,003234	0,000175
0301	Азота диоксид (4)	0,2	0,04		2	6,386251	6,858611	6,464049	8,869266	6,386251	6,858611	12,772503	13,717221	25,545006	27,434442	19,392147	26,607799
0304	Азота оксид (6)	0,4	0,06		3	1,037766	1,114524	1,050122	1,441240	1,037766	1,114524	2,075532	2,229048	4,151063	4,458097	3,150366	4,323721
0328	Углерод (583)	0,15	0,05		3	0,380444	0,395273	0,383806	0,504510	0,380444	0,395273	0,760889	0,790546	1,521778	1,581091	1,151417	1,513529
0330	Сера диоксид (516)	0,5	0,05		3	1,148167	1,291740	1,162194	1,710216	1,148167	1,291740	2,296333	2,583480	4,592667	5,166960	3,486583	5,130647
0333	Сероводород (518)	0,008			2	0,000084	0,000041	0,000084	0,000054	0,000084	0,000041	0,000168	0,000082	0,000336	0,000164	0,000252	0,000162
0337	Углерод оксид (584)	5	3		4	5,126156	5,472913	5,183044	7,057537	5,126156	5,472913	10,252311	10,945827	20,504622	21,891654	15,549133	21,172611
0342	Фтористые газообразные соединения	0,02	0,005		2	0,000880	0,000048	0,000880	0,000048	0,000880	0,000048	0,001760	0,000095	0,003520	0,000190	0,002640	0,000143
0344	Фториды неорганические плохо растворимые (615)	0,2	0,03		2	0,003870	0,000209	0,003870	0,000209	0,003870	0,000209	0,007740	0,000418	0,015480	0,000837	0,011610	0,000628
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5			50		0,079083	1,659667	0,055596	1,036260	0,079083	1,659667	0,158167	3,319334	0,316334	6,638669	0,166788	3,108780
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10			30		0,034460	0,621494	0,025784	0,394550	0,034460	0,621494	0,068920	1,242988	0,137840	2,485976	0,077352	1,183650
0602	Бензол (64)	0,3	0,1		2	0,000297	0,007895	0,000183	0,004822	0,000297	0,007895	0,000593	0,015789	0,001186	0,031579	0,000550	0,014465
0616	Диметилбензол (203)	0,2			3	0,000093	0,002483	0,000058	0,001517	0,000093	0,002483	0,000187	0,004966	0,000373	0,009933	0,000173	0,004550
0621	Метилбензол (349)	0,6			3	0,000186	0,004966	0,000115	0,003033	0,000186	0,004966	0,000373	0,009932	0,000746	0,019864	0,000346	0,009098
0703	Бенз/а/пирен (54)		0,000001		1	0,000010	0,000011	0,000010	0,000015	0,000010	0,000011	0,000020	0,000023	0,000041	0,000045	0,000031	0,000044
1325	Формальдегид (609)	0,05	0,01		2	0,097994	0,102114	0,098986	0,131100	0,097994	0,102114	0,195989	0,204227	0,391978	0,408454	0,296958	0,393300
2735	Масло минеральное нефтяное (716*)			0,05		0,001200	0,000030	0,001200	0,000014	0,001200	0,000030	0,002400	0,000059	0,004800	0,000119	0,003600	0,000043
2754	Алканы С12-19 (10)	1			4	2,390243	2,520039	2,414466	3,245625	2,390243	2,520039	4,780487	5,040079	9,560973	10,080157	7,243397	9,736874
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (494)	0,3	0,1		3	4,271640	0,118389	8,541640	0,236689	4,271640	0,118389	8,543280	0,236778	17,086560	0,473555	25,624920	0,710066
	В С Е Г О :					**20,97243**	**20,17118**	**25,39970**	**24,63744**	**20,97243**	**20,17118**	**41,94487**	**40,34237**	**83,88973**	**80,68473**	**76,199086**	**73,912317**

1.8.1.3. Анализ расчетов рассеивания выбросов загрязняющих веществ

В соответствии с нормами проектирования в Казахстане, для оценки влияния выбросов загрязняющих веществ на качество атмосферного воздуха используется математическое моделирование. Расчет содержания вредных веществ в атмосферном воздухе должен проводиться в соответствии с требованиями "Методики расчета концентраций вредных веществ в атмосферном воздухе от выбросов предприятий". Астана 2014 г.

Загрязнение приземного слоя воздуха, создаваемого выбросами промышленных объектов, зависит от объемов и условий выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, природно-климатических условий и особенностей циркуляции атмосферы.

Расчет рассеивания загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы проводился на программном комплексе «Эра» версии v3.0, разработчик фирма «Логос-Плюс» г. Новосибирск.

Проведенные расчеты в программном комплексе ЭРА позволяют получить следующие данные:

- уровни концентраций загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы по всем источникам, полученные в узловых точках контролируемой зоны с использованием средних метеорологических данных по 8-румбовой розе ветров и при штиле;
- максимальные концентрации в узлах прямоугольной сетки;
- степень опасности источников загрязнения;
- расчёт приземных концентраций.

Расчет приземных концентраций в атмосферном воздухе вредных химических веществ, проведен в полном соответствии с методикой расчета концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятия.

Значение коэффициента А, зависящего от стратификации атмосферы и соответствующего неблагоприятным метеорологическим условиям, принято в расчетах равным 200.

В связи с тем, что на месторождении отсутствуют метеостанции «Казгидромет», при моделировании рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере учтены фоновые концентрации, установленные по данным мониторинговых исследований, согласно предоставленному «Отчету по результатам производственного экологического контроля АО «Матен Петролеум» за 2 квартал 2024 года, средняя фактическая концентрация по точкам отбора, на границе СЗЗ мг/м^3: *диоксид азота – 0,054, оксид азота – 0,0434, углерод оксид – 2,8475, диоксид серы – >0,025, смесь углеводородов предельных С1-С5 – >25, смесь углеводородов предельных С6-С10 – >30, углеводороды предельные C_{12}-C_{19} – >0,5.*

Расчет максимальных концентраций загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы производился в локальной системе координат и учетом существующего оборудования, принятого по проекту ПДВ.

Область моделирования представлена расчётным прямоугольником с размерами сторон

8800 х 7200 м, покрытым равномерной сеткой с шагом 200 м.

Расчет рассеивания проводился **для 3 варианта разработки месторождения на 2026 год**, который характеризуется максимальными суммарными выбросами в атмосферу за период разработки месторождения.

Исходные данные для расчета рассеивания представлены в Приложении 2. Результаты расчета рассеивания в виде карт-изолиний представлены в Приложении 3.

Расчётами рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере определены максимальные концентрации всех загрязняющих веществ, выбрасываемых всеми источниками, и расстояния достижения максимальных концентраций загрязняющих веществ.

Для оценки воздействия источников выбросов на атмосферный воздух, концентрации загрязняющих веществ на расстоянии 500 метров от крайних источников выбросов были сопоставлены с установленными для каждого вещества предельно-допустимыми концентрациями (ПДК) и представлен в таблице 1.8.1.8.

Таблица 1.8.1.8 – Значения максимальной концентрации и концентрации загрязняющих веществ на границе СЗЗ

Код ЗВ	Наименование загрязняющих веществ и состав групп суммаций	Cm	РП	СЗЗ	ЖЗ	ФТ	Граница области возд.	Колич. ИЗА	ПДКмр (ОБУВ) мг/м3	Класс опасн.
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0,251767	0,000296	0,000101	нет расч.	нет расч.	нет расч.	6	50	-
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0,155197	0,000182	0,000063	нет расч.	нет расч.	нет расч.	6	30	-
0602	Бензол (64)	0,202683	0,000238	0,000082	нет расч.	нет расч.	нет расч.	6	0,3	2
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,09555	0,000112	0,000039	нет расч.	нет расч.	нет расч.	6	0,2	3
0621	Метилбензол (349)	0,0637	0,000075	0,000026	нет расч.	нет расч.	нет расч.	6	0,6	3

Примечания:

1. Таблица отсортирована по увеличению значений по коду загрязняющих веществ
2. Cm - сумма по источникам загрязнения максимальных концентраций (в долях ПДКмр) - только для модели МРК-2014
3. Значения максимальной из разовых концентраций в графах "РП" (по расчетному прямоугольнику), "СЗЗ" (по санитарно-защитной зоне), "ЖЗ" (в жилой зоне), "ФТ" (в заданных группах фиксированных точек), на границе области воздействия приведены в долях ПДКмр.

При установленном размере СЗЗ в 500 м, превышений в 1 ПДК на границе СЗЗ не по одному веществу не наблюдается.

По результатам расчета рассеивания загрязняющих веществ программа выдает карты рассеивания – изолинии, которые приведены в Приложении 4.

1.8.1.4. Определение нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ для объектов

Ввиду специфики проектируемых работ (процесс разработки месторождения), Отчет о возможных воздействиях намечаемой деятельности проводится на базе анализа вариантных технических решений, виды и интенсивность воздействия намечаемой хозяйственной деятельности определяются по проектам-аналогам, качественные и количественные параметры (выбросы, сбросы, отходы производства и потребления), полученные в результате предварительной оценки, являются ориентировочными, и не подлежат утверждению в качестве нормативов на природопользование.

1.8.1.5. Обоснование размера санитарно-защитной зоны

Размер санитарно-защитной зоны месторождения Матин установлен **500 м** в соответствии с санитарно-эпидемиологическим заключением к «Проекту установленного (окончательного) размера санитарно-защитной зоны для нефтяного месторождения «Матин» АО «Матен Петролеум» (Корректировка)» *(№ KZ52VBZ00054115 от 27.05.2024 г.)*.

Для оценки воздействия источников выбросов на атмосферный воздух, концентрация загрязняющих веществ на границе санитарно-защитной зоны (СЗЗ) площади были сопоставлены с установленными для каждого вещества предельно-допустимыми концентрациями (ПДК).

Достаточность ширины СЗЗ подтверждена расчетами уровней загрязнения в соответствии с действующими указаниями по расчету рассеивания в атмосфере вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий.

1.8.1.6. Оценка возможного воздействия на атмосферный воздух

Повышение техногенных нагрузок на природно-территориальные комплексы при освоении месторождений, добыче, переработке и транспортировке углеводородного сырья, при невыполнении экологических требований по охране окружающей среды, могут вызвать негативные изменения качества атмосферного воздуха в районе их расположения.

Загрязнение атмосферного воздуха воздействует на здоровье человека и на окружающую природную среду различными способами - от прямой и немедленной угрозы (смог и др.) до медленного и постепенного разрушения различных систем жизнеобеспечения организма.

В условиях увеличения добычи углеводородов важнейшей экологической и социальной задачей является охрана окружающей среды в районах размещения предприятий нефтяной и газовой промышленности.

Основной предпосылкой для защиты атмосферы от загрязнения является инвентаризация

источников выбросов, то есть получение и систематизация сведений о составе и количестве промышленных выбросов, распределении источников выбросов по территории предприятия и учет мероприятий по улавливанию и обезвреживанию вредных веществ.

Процесс разработки месторождения будет сопровождаться выбросами загрязняющих веществ в атмосферу.

Оценка возможного воздействия на атмосферный воздух выполняется на основании проведенных предварительных расчетов выбросов загрязняющих веществ и предварительного расчета рассеивания загрязняющих веществ с учетом размера санитарно-защитной зоны месторождения.

Реализация проектных решений по каждому из вариантов разработки месторождения Матин будет сопровождаться выбросами загрязняющих веществ.

Анализ таблиц 1.35-1.36 показывает, что II рекомендуемый вариант, с точки зрения технико-экономических расчетов:

- характеризуется большими выбросами, чем I вариант, меньшими выбросами, чем III вариант, и является экономически рентабельным;

- влияние месторождения по каждому из вариантов разработки месторождения на атмосферный воздух жилых зон не ожидается в виду значительной удаленности.

Проанализировав полученные результаты и используя шкалу масштабов воздействия, можно сделать вывод, что воздействие проектируемых работ на атмосферный воздух на месторождении при реализации каждого из вариантов будет следующим:

- пространственный масштаб воздействия – местное (3) – площадь воздействия в пределах 10 - 100 км^2 для площадных объектов или 1 - 10 км от линейного объект;
- временной масштаб воздействия – многолетнее (4) – продолжительность воздействия постоянное;
- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – слабое (2) – изменения среды превышают пределы природной изменчивости, но среда полностью самовосстанавливается.

Таким образом, интегральная оценка составляет 24 баллов, категория значимости воздействия на атмосферный воздух присваивается ***среднее*** (9-27). Может иметь широкий диапазон, начиная от порогового значения, ниже которого воздействие является низким, до уровня, почти нарушающего узаконенный предел. По мере возможности необходимо показывать факт снижения воздействия средней значимости.

При реализациях проектных решений по каждому из вариантов разработки месторождения Матин существенные воздействия на атмосферный воздух от намечаемой деятельности не ожидается.

1.8.1.7. Предложения по организации мониторинга и контроля за состоянием атмосферного воздуха

Контроль за соблюдением установленных величин НДВ должен осуществляться в соответствии с рекомендациями РНД 211.2.02.02-97.

Различают 2 вида контроля: государственный и производственный.

Ответственность за организацию контроля и своевременную отчетность по результатам возлагается на администрацию предприятия. Результаты контроля заносятся в журналы учета, включаются в технические отчеты предприятия и учитываются при оценке его деятельности.

Контроль выбросов осуществляется лабораторией предприятия, либо организацией, привлекаемой предприятием на договорных началах. При необходимости, дополнительные контрольные исследования осуществляются территориальными контрольными службами: Департаментом экологии, Управлением охраны общественного здоровья Атырауской области.

Контроль за соблюдением НДВ может проводиться на специально оборудованных точках контроля, на источниках выбросов и контрольных точках.

План-график контроля на предприятии за соблюдением нормативов ПДВ на источниках выбросов составляется экологическими службами предприятия.

Контроль атмосферного воздуха

Наблюдение за состоянием атмосферного воздуха в период эксплуатации рекомендуется проводить ежеквартально на границе санитарно-защитной зоны месторождения с определением следующих загрязняющих веществ: *диоксида серы, диоксида азота, оксида азота, оксида углерода, углеводородов.*

Замеры концентраций загрязняющих веществ в атмосферном воздухе должны выполняться с помощью специальных газоанализаторов, либо с отбором проб и последующим их химическим анализом в аккредитованной лаборатории, имеющей сертифицированное оборудование.

Мониторинговые исследования на объектах будут обеспечивать преемственность подходов и контролируемых параметров с ныне действующей системой мониторинга, и включать в себя систематические измерения качественных и количественных показателей компонентов природной среды в зоне техногенного воздействия и на фоновых участках.

Полученные результаты замеров сравниваются с максимально разовыми предельно-допустимыми концентрациями (ПДКм.р.) или ориентировочно безопасными уровнями воздействия загрязняющих веществ (ОБУВ).

Усредненные за сутки значения концентраций сопоставляются со среднесуточными значениями ПДКс.с. для населенных мест.

Исследования атмосферного воздуха проводятся путем измерения приземных концентраций загрязняющих веществ в свободной атмосфере.

Отбор проб, их хранение, транспортировка и подготовка к анализу осуществляется в соответствии с утвержденными стандартами:

- ГОСТ 17.2.4.02-81 «Охрана природы. Атмосфера. Общие требования к методам определения загрязняющих веществ в воздухе населенных мест»;
- ГОСТ 17.2.3.01-77 «Отбор и подготовка проб воздуха».

Кроме контроля качества атмосферного воздуха, предусматривается контроль на основных источниках загрязнения атмосферы, для которых установлены нормативы предельно-допустимых выбросов (НДВ). Производственный контроль проводится непосредственно на источниках загрязнения на специально оборудованных точках отбора.

Перечень замеряемых ингредиентов принят по проекту НДВ. мониторинг эмиссий – наблюдения на источниках выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в целях контроля за соблюдением НДВ.

1.8.2. Оценка воздействия на водные ресурсы

1.8.2.1. Потребность в водных ресурсах для намечаемой деятельности на период строительства и эксплуатации, требования к качеству используемой воды

Вода используется на питьевые и технологические нужды на период проведения работ. Требуется вода технического и питьевого качества. На хозяйственно-питьевые и технологические нужды месторождения Матин вода питьевого качества доставляется автоцистернами из поселка Макат на основании ежегодно заключаемых договоров. Для хранения привозной питьевой воды на территории вахтового поселка предусмотрены 8 резервуаров, объемом 20 м^3 каждый, в 5-ти из которых хранится вода для хозяйственно-бытовых и производственных нужд, а в трех для пожарных нужд. Для питьевых нужд персонала используется вода бутилированная. Качество питьевой воды должно соответствовать ГОСТ 2874-82 «Вода питьевая».

Объем воды, потребляемый для технологических и вспомогательных нужд, обеспечивается привозной водой. Вода для хоз. целей закачивается в специализированные ёмкости. Хранение воды на буровой для произв. нужд предполагается в ёмкостях заводского изготовления.

На нефтепромысле вода используется на следующие нужды:

- бурение скважин;

- производственные нужды (подготовка нефти, закачка в пласт попутной воды, капитальный и текущий ремонты нефтяных скважин и др.);

- хозяйственно-бытовые нужды;

- водоснабжение вахтового поселка;

- пожаротушение;

- другие нужды (полив территории, зеленых насаждений).

1.8.2.2. Характеристика источника водоснабжения, его хозяйственное использование, местоположение водозабора, его характеристика

Для обеспечения технологического процесса и хозяйственно-бытовых нужд работающего персонала требуется вода технического и питьевого качества. На месторождении источниками водоснабжения являются:

- вода, питьевого и технического качества, поставляемая на договорной основе;
- в качестве резерва, дополнительным источником снабжения питьевой водой является бутилированная питьевая вода.

Безопасность и качество воды обеспечивается предприятием поставщиком.

На территории месторождения постоянные водоемы и водотоки отсутствуют. Намечаемая деятельность не входит в водоохранную зону Каспийского моря. Объекты месторождения Матин расположены за пределами водоохранных зон. Необходимость установления – нет.

1.8.2.3. Водный баланс объекта

АО «Матен Петролеум» осуществляет производственную деятельность по добыче и подготовке к реализации нефти и газа на месторождении Матин, расположенном в Кзылкогинском районе Атырауской области.

На хозяйственно-питьевые и технологические нужды месторождения Матин вода питьевого качества доставляется автоцистернами из поселка Макат на основании ежегодно заключаемых договоров. Для хранения привозной питьевой воды на территории вахтового поселка предусмотрены 8 резервуаров, объемом 20 м^3 каждый, в 5-ти из которых хранится вода для хозяйственно-бытовых и производственных нужд, а в трех для пожарных нужд. Для питьевых нужд персонала используется вода бутилированная.

Объем воды, потребляемый для технологических и вспомогательных нужд, обеспечивается привозной водой.

В ходе производственной деятельности предприятия происходит образование сточных вод хозяйственно-бытового характера, которые являются хозяйственно-бытовыми стоками предприятия.

На месторождении Матин формируются сточные воды двух типов: сточные воды, связанные с добычей – промышленные сточные воды; сточные воды, связанные с эксплуатацией вахтового поселка – хозяйственно - бытовые сточные воды.

Промышленные сточные воды. В процессе эксплуатации нефтедобывающих скважин, на поверхность вместе с нефтью поднимается и пластовая вода. Добытая из недр смесь проходит целую систему очистных устройств и технологического оборудования и разделяется на нефть, газ и пластовую воду. Пластовая вода, после отстаивания и очистки, поступает в специальные емкости, и далее насосными агрегатами закачивается в нагнетательные скважины для поддержания пластового давления.

Хозяйственно – бытовые сточные воды формируются в процессе эксплуатации вахтового поселка. Хозяйственно – бытовые сточные воды собираются в специальный септик

(емкость, объемом 100 м 3) с погружным насосом марки «Гном», врытый в землю в непосредственной близости от вахтового поселка. По мере накопления септика, сточные воды откачиваются насосом и вывозятся по договору сторонними организациями.

В период строительства скважин

Ориентировочный объем водопотребления на период строительства скважин на месторождении Матин приняты согласно данным из проектов аналогов *«РООС к «Групповому техническому проекту на строительство вертикальных эксплуатационных скважин №№ 361, 363 на месторождении Матин» и «РООС к «Индивидуальному техническому проекту на строительство горизонтальной эксплуатационной скважины № 346Н на месторождении Матин».*

Территория, на которой планируется проводить бурение, не имеет сетей водопровода. На хозяйственно-питьевые и технологические нужды месторождения Матин вода питьевого качества доставляется автоцистернами из поселка Макат на основании ежегодно заключаемых договоров. Для хранения привозной питьевой воды на территории вахтового поселка предусмотрены 8 резервуаров, объемом 20 м^3 каждый, в 5-ти из которых хранится вода для хозяйственно-бытовых и производственных нужд, а в трех для пожарных нужд. Для питьевых нужд персонала используется вода бутилированная.

Объем воды, потребляемый для технологических и вспомогательных нужд, обеспечивается привозной водой.

Техническая вода используется для приготовления бурового раствора, тампонажных растворов, обмыва бурового оборудования и для других технических нужд.

Баланс водопотребления и водоотведения при строительстве 1 скважины глубинами 670м и 1025м и по вариантам (1 вариант – 1 вертикальная скважина гл. 670м (№358 (2025г.)), 2 рекомендумый вариант – 2 вертикальные скважины гл. 670м (№361 (2025г.), №363 (2026г.)), 3 вариант - 7 скважин, из них 4 вертикальные (№367, №369 (2025г.), №370, №371 (2026г.)) гл. 670м и 3 горизотальные (№364Н, №365Н (2025г.), №366Н (2026г.)) гл. 1025м скважин) представлены в таблицах 1.8.2.1-1.8.2.5.

Таблица 1.8.2.1 - Баланс водопотребления и водоотведения при строительстве 1-ой вертикальной скважины глубиной 670м

Потребитель	Кол-во, чел	Норма водопотребления, л	Водопотребление		Водоотведение	
			м3/сут	м3/год	м3/сут	м3/год
питьевые нужды	30	2,00	0,06	1,62	0,06	1,62
хозяйственно-бытовые нужды	30	25,00	0,75	20,25	0,75	20,25
душевая сетка (количество сеток)	2	500,00	1,00	27,00	1,00	27,00
столовая (количество блюд)	5	12,00	1,80	48,60	1,80	48,60
прачечная (количество белья, кг)	0,5	40,00	0,60	16,20	0,60	16,20
Всего			**4,21**	**113,67**	**4,21**	**113,67**
непредвиденные расходы 5%			0,21	5,68	0,21	5,68
Итого:			**4,42**	**119,35**	**4,42**	**119,35**

Таблица 1.8.2.2 - Общее потребление воды при строительстве 1-ой вертикальной скважины глубиной 670м

Общее потребление воды на скважину, из них:	**Количество**	**Объем**
вода на технические нужды	***338,35***	м3
для обмыва технологического оборудования	11	м3
для приготовления бурового раствора	287,45	м3
для приготовления цементного раствора	39,9	м3
вода питьевого качества в том числе:	***144,20***	**м3**
на хозяйственно-бытовые нужды	119,35	м3
на котельную	24,85	м3
ИТОГО:	**482,55**	**м3**

Таблица 1.8.2.3 - Баланс водопотребления и водоотведения при строительстве 1-ой горизонтальной скважины глубиной 1025м

Потребитель	Кол-во, чел	Норма водопотребления, л	Водопотребление		Водоотведение	
			$м^3$/сут	$м^3$/год	$м^3$/сут	$м^3$/год
питьевые нужды	30	2,00	0,06	2,16	0,06	2,16
хозяйственно-бытовые нужды	30	25,00	0,75	27,00	0,75	27,00
душевая сетка (количество сеток)	2	500,00	1,00	36,00	1,00	36,00
столовая (количество блюд)	5	12,00	1,80	64,80	1,80	64,80
прачечная (количество белья, кг)	0,5	40,00	0,60	21,60	0,60	21,60
Всего			**4,21**	**151,56**	**4,21**	**151,56**
непредвиденные расходы 5%			0,21	7,58	0,21	7,58
Итого:			**4,42**	**159,14**	**4,42**	**159,14**

Таблица 1.8.2.4 - Общее потребление воды при строительстве 1-ой горизонтальной скважины глубиной 1025м

Общее потребление воды на скважину, из них:	**Количество**	**Объем**
вода на технические нужды	**348,865**	м3
для обмыва технологического оборудования	15,5	м3
для приготовления бурового раствора	295,9	м3
для приготовления цементного раствора	37,465	м3
вода питьевого качества в том числе:	**194,87**	**м3**
на хозяйственно-бытовые нужды	159,14	м3
на котельную	35,73	м3
ИТОГО:	**543,735**	**м3**

Таблица 1.8.2.5 - Ориентировочное количество потребления воды при строительстве 1-ой, 2-х, 7-и скважин, согласно вариантам разработки

Потребление воды, из них:	**Объем**	**при строительстве 1-й верт. скв. гл. 670м**	**при строительстве 1-й гориз. скв. гл 1025м**	**при строительстве 1-й верт. скв. гл. 670м (1 вариант)**	**при строительстве 2-х верт. скв. гл. 670м (2 рекомендуемый вариант)**	**при строительстве 7-и скв. (3 вариант)**	
						4-х верт. скв. гл. 670м	**3-х гориз. скв. гл. 1025м**
		Количество					
вода на технические нужды	*м3*	***338,35***	***348,865***	***338,35***	***676,70***	***1353,40***	***1046,60***
для обмыва технологического оборудования	м3	11	15,5	11	22	44	46,5
для приготовления бурового раствора	м3	287,45	295,9	287,45	574,9	1149,8	887,7
для приготовления цементного раствора	м3	39,9	37,465	39,9	79,8	159,6	112,40
вода питьевого качества в том числе:	***м3***	***144,2***	***194,87***	***144,2***	***288,40***	***576,8***	***584,61***

на хозяйственно-бытовые нужды	м3	119,35	159,14	119,35	238,7	477,4	477,42
на котельную	м3	24,85	35,73	24,85	49,7	99,4	107,19
ИТОГО:	**м3**	**482,55**	**543,735**	**482,55**	**965,10**	**1930,2**	**1631,21**

Все образующиеся сточные воды будут собираться в емкость, и для очистки и сброса передаваться специализированным организациям, имеющим экологическое разрешение на сброс сточных вод, на договорной основе, по результатам проведенного тендера.

Основными эмиссиями при бурении скважины являются - буровые сточные воды.

Буровые сточные воды (БСВ) – по своему составу являются многокомпонентными суспензиями, содержащими до 80% мелкодисперсных примесей, обеспечивает высокую агрегатную устойчивость. Загрязняющие вещества, содержащиеся в буровых сточных водах, подразделяются на взвешенные, растворимые органические примеси и нефтепродукты. Сливаясь с оборудования, по бетонированным желобкам БСВ стекают в шламовую емкость.

1.8.2.4. Требования и рекомендации к системе ППД, качеству используемого агента

Подготовка закачиваемых вод направлена на удаление механических примесей и эмульгированной нефти до нормируемых показателей, снижение коррозионной агрессивности, подавление роста микроорганизмов и предотвращения солеобразования. При этом обеспечение высокого качества вод необходимо осуществлять доступными техническими средствами с минимальными капитальными и эксплуатационными затратами. В соответствии с требованиями нормативной документации качество воды, используемой для заводнения нефтяных пластов, должно соответствовать определенным нормативам. Согласно СТ РК 1662-2007 «Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству» все закачиваемые воды, по качеству должны удовлетворять следующим требованиям.

1. Водородный показатель (pH). Значение pH должно находиться 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 таблице1.8.2.6.

Таблица 1.8.2.6 – Допустимое содержание механических примесей и нефти в закачиваемой воде

Проницаемость пористой среды коллектора, мкм^2	Коэффициент относительной трещиноватости коллектора	Допустимое содержание в воде, мг/л	
		механических примесей	нефти
до 0,1 вкл.	-	до 3	до 5
свыше 0,1	-	до 5	до 10
до 0,35 вкл.	от 6,5 до 2 вкл.	до 15	до 15
свыше 0,35	менее 2	до 30	до 30
до 0,6 вкл.	от 35 до 3,6 вкл.	до 40	до 40
свыше 0,6	менее 3,6	до 50	до 50
**Примечание - Коэффициент относительной трещиноватости определять в соответствии с РДС 39-01-041-81 - Методика прогнозного определения норм качества пластовых вод для внутриконтурного заводнения новых нефтяных месторождений платформенного типа. Содержание механических примесей и нефти в пластовой воде*			

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 продуктивный коллектор, пластовые воды, которого не содержат сероводород или содержат ионы железа, сероводород должен отсутствовать.

10. Наличие сульфатвосстанавливающих бактерий (СВБ). Не допускается присутствие СВБ в воде, предназначенной для закачки в пласты, нефть, газ и вода которых не содержат сероводород.

11. 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.

Несоблюдение данных требований может способствовать закупорке поровых каналов механическими примесями, окисленной нефтью и биомассой, образующейся в пласте в процессе развития биогенной сульфат редукции.

Содержание механических примесей в закачиваемой воде не должно превышать для поровых коллекторов 5-15 мг/л, для трещиновато-поровых коллекторов 20-25 мг/л. Содержание нефти в закачиваемой воде для поровых коллекторов не должно превышать 15-25 мг/л, трещиновато-поровых коллекторов 40-50 мг/л.

По содержанию окисного железа в воде для поровых коллекторов установлен норматив 0,5-2 мг/л, для трещиновато-поровых коллекторов 7 мг/л. Размеры примесей микрочастиц не должны превышать 0,05 мм.

Существующее положение в системе ППД

Разработка месторождения Матин проводится с поддержанием пластового давление

путем закачки воды в пласт. Источником водоснабжения для системы ППД является попутно-добываемая вода.

В таблице 1.8.2.7 представлены результаты определения физических свойств и химического состава пластовых и закачиваемых вод месторождения Матин, исследованных в 2019 г. и в 2022 г. в лаборатории ТОО «КазНИГРИ».

Закачиваемая вода имеет минерализацию 195,1 г/л, тип воды – III класс хлоркальциевый, плотность - 1,154 г/см^3, содержание ионов хлора 119,6 г/л, кальция 2,2 г/л, магния 2,1 г/л, суммарное количество калия и натрия составляет 71,0 г/л, сульфатов – 0,022 г/л, гидрокарбонатов - 0,063 г/л.

Таблица 1.8.2.7 – Физико-химический состав пластовых и закачиваемых вод месторождения Матин

Место отбора	Объект, горизонт, крыло	Дата отбора	ρ, г/см^3	pH	Компоненты, мг/л						Σ мин г/л;
					Ca	Mg	Na+K	Cl	SO_4	HCO_3	
Скважина 204	V J2-IV Восток	22.09.2019	1,153	6,2	1654	2583	70327	119365	20,1	84,9	194,3
Скважина 327	IV J2-II Сев-Зап	22.09.2019	1,170	6,0	2145	1890	77707	129043	37,0	88,5	210,9
Вода для ППД, отобрана на БКНС		21.10.2022	1,154	5,8	2266,2	2115,6	71030,8	119648,9	22,9	63,7	195,1

В 2022 году лабораторией ТОО «КазНИГРИ» проводились исследования содержания мехпримесей и нефтепродуктов в закачиваемой воде, отобранной с БКНС (таблица 1.8.2.8).

Таблица 1.8.2.8 – Результаты исследований по контролю качества закачиваемой воды

Место отбора	Дата поступления	Механические примеси, мг/л	Нефтепродукты, мг/л
БКНС	03.11.2022	н/д	0,009

По результатам исследований ТОО «КазНИГРИ» от 03.11.2022г. содержание нефтепродуктов в закачиваемой воде составляет 0,009 мг/л, что указывает на то, что подготовка воды соответствует установленным требованиям по содержанию нефтепродуктов.

Проектные решения в системе ППД

С учётом характеристики основных показателей разработки проведён расчёт технологических показателей работы нагнетательных скважин, приведённый в таблице 1.8.2.9.

Таблица 1.8.2.9 – Технологические показатели работы системы ППД месторождения Матин

Годы	Фонд нагнетательных скважин	Средняя приёмистость нагнетательных скважин, м^3/сут	Годовая закачка воды, тыс. м^3	Годовая добыча попутно-добываемой воды, тыс. м^3	Дефицит воды для системы ППД, тыс. м^3
2024	16	129,2	717,0	707,4	-9,6
2025	17	121,6	716,9	720,9	4
2026	17	119,7	705,7	713,8	8,1
2027	17	121,3	714,8	713,3	-1,5
2028	17	121,1	713,6	715,9	2,3
2029	17	123,0	725,1	713,5	-11,6
2030	17	122,1	719,7	713,3	-6,4
2031	17	121,4	715,6	710,5	-5,1
2032	17	122,2	720,1	707,8	-12,3
2033	17	120,8	712,2	703,2	-9
2034	17	119,2	702,7	696,2	-6,5
2035	17	118,6	699,0	685,5	-13,5
2036	17	117,2	690,8	679,9	-10,9

2037	17	115,6	681,7	673,3	-8,4
2038	17	114,5	674,7	665,8	-8,9
2039	17	112,6	664,0	655,6	-8,4
2040	17	110,5	651,1	647,4	-3,7
2041	17	108,2	637,9	635,7	-2,2
2042	17	106,1	625,5	624,4	-1,1
2043	17	103,7	611,5	611,8	0,3
2044	17	101,6	598,8	600,4	1,6
2045	17	99,4	585,7	588,4	2,7
2046	17	97,1	572,1	575,9	3,8
2047	17	94,5	557,1	561,5	4,4
2048	17	91,2	537,8	539,9	2,1
2049	17	88,0	518,9	523,6	4,7
2050	17	84,8	499,9	507,0	7,1
2051	17	81,6	480,8	490,9	10,1
2052	17	78,3	461,6	473,9	12,3
2053	17	75,0	442,2	456,6	14,4
2054	17	71,7	422,8	439,2	16,4
2055	17	68,4	403,3	421,6	18,3
2056	17	65,1	383,7	403,9	20,2
2057	17	63,1	371,9	393,9	22

В настоящее время фонд водозаборных скважин составляет 4 единицы №№ 3, 7, 8, 13. Скважины пробурены на альб-сеноманский горизонт $К_{1-2}$ al-sm. Если возникнет необходимость использования воды в системе ППД, то до начала закачки необходимо провести комплексные исследования на стабильность, совместимость, коррозионную активность и содержание СВБ пластовой и предполагаемой для закачки воды водоносного альб-сеноманского горизонта.

Для того, чтобы избежать осложнений при закачке воды в пласт, закачиваемая вода для целей ППД месторождения Матин должна соответствовать установленным требованиям, приведённым в таблице 1.8.2.10.

Таблица 1.8.2.10 – Требования к качеству закачиваемой воды

Параметры	**Объекты**				
	I	**III**	**IV**	**V**	**VI**
Стабильность	стабильна				
Совместимость с пластовыми водами	снижение приёмистости допускается не более 20%				
Количество мехпримесей	до 50 мг/л		до 3 мг/л	до 15 мг/л	до 3 мг/л
Содержание нефтепродуктов	до 50 мг/л		до 5 мг/л	до 15 мг/л	до 5 мг/л
Размер взвешенных частиц	90% частиц не крупнее 5 мкм		90% частиц не крупнее 1 мкм	90% частиц не крупнее 5 мкм	90% частиц не крупнее 1 мкм
Содержание растворённого кислорода	менее 0.5 мг/л				
Содержание железа (II)	менее 1 мг/л				
Содержание сероводорода	отсутствие				
Содержание сульфатвосстанавливающих бактерий (СВБ)	отсутствие				

К числу факторов, осложняющих реализацию системы ППД, можно отнести низкую, не соответствующую проектной, приёмистость нагнетательных скважин.

При реализации системы ППД необходимо проводить мониторинг качества закачиваемой воды. Согласно необходимо проводить ежедневный контроль содержания нефтепродуктов и мехпримесей в закачиваемой воде и раз в квартал на нагнетательных скважинах осуществлять замеры забойного давления.

1.8.2.5. Рекомендации к технологии и технике приготовления и закачки рабочих агентов в пласт при применении методов повышения нефтеизвлечения

Система подготовки воды должна быть закрытой, чтобы избежать контакта добываемой воды с атмосферой. Нагнетательная скважина должна быть оснащена штуцерным клапаном и расходомером для контроля распределения нагнетаемой воды.

Для очистки воды от нефти и мехпримесей существуют следующие методы: отстой, флотация, осаждение, фильтрация и сепарация. Подготовка воды чаще всего осуществляется путем отстоя в резервуаре пластовой воды. В таких условиях частицы менее 5 мкм осаждаются медленно, и гранулометрический состав взвесей не контролируется. Более тонкую очистку обеспечивает фильтрация и сепарирование под действием центробежных сил.

Очистка от нефти осуществляется отстоем в резервуаре цеха подготовки нефти. В случае превышения требуемых норм очистки в технологическую схему может быть включен блок гидроциклонов типа жидкость–жидкость.

Предварительная очистка от механических примесей проводится отстоем в резервуаре. Дополнительная подготовка воды может осуществляться путем ее фильтрации через различного рода фильтры (фильтры грубой очистки, фильтры на пористых средах, патронные фильтры) или с помощью сепарации в гидроциклонах и центрифугах.

В настоящее время на месторождении Матин закачка воды осуществляется посредством БКНС. На БКНС поступает пластовая вода с установки подготовки нефти (УПН), отстоянная и очищенная с помощью патронного фильтра-отстойника ОПФ-3000, объёмом 125 м^3, рассчитанного на рабочее давление 0.6 МПа. Вода подаётся из технологических резервуаров РВС 6 и 7 объёмом 1000 м^3 каждый по трубопроводу диаметром 325 мм. На БКНС установлены 2 комплекта центробежныхх секционных насоса ЦНС 120-800-3Т-М, ЦНС 120-650-3Т-М,производительностью 120 м^3/ч каждый, напором 1100 м, с частотой вращения 2950 об/мин. Насосные агрегаты укомплектованы электродвигателями, гидравлическими муфтами для изменения частоты вращения насоса и размещены на общей раме основания

Данные насосные установки рассчитаны для работы с пластовой водой плотностью 1150 кг/м^3 и pH среды 7,2, при рабочей температуре 20-25^{o}C.

Электроэнергия к БКНС поступает с газопоршневой электростанции.

От БКНС через узел учёта вода подаётся на водораспределительный пункт ВРП-1, оттуда по водоводам 159 мм (один работает, второй резервный) поступает на ВРП-2 и по водоводам диаметром 159 мм – на ВРП-4и БГ-5. С ВРП-2 по водоводам 159 мм (один работает, второй резервный) поступает на ВРП-3. На ВРП вода распределяется по нагнетательным скважинам по трубопроводам диаметром 89 мм.

- От ВРП-1 – на скважину 304;
- От ВРП-2 – на скважины 108, и 121;

- От ВРП-3 – на скважины 102, 106, 107, 111, 114, 129, 237, 334, 348;

- От ВРП-4 – на скважины 117 и 126;

- От БГ-5 – на скважину 320.

Для замера расхода закачиваемой воды на устье нагнетательных скважин установлены счетчики СЖУ–25М с рабочим давлением 2.5-4.0 МПа. Уровень воды, хранящейся в резервуарах, контролируется уровнемерами типа СОКУР. Контроль над показаниями приборов осуществляется ежедневно и регистрируется в специальном журнале.

Существующая принципиальная схема распределения закачиваемой воды в систему ППД представлена на рисунке 1.8.2.1.

В нагнетательном действующем фонде находятся 15 скважин.

Закачку воды в I объект осуществляет скважина №320, в III объект осуществляют скважины 129, 334 и 348, в IV объект осуществляет скважина 304, в V объект осуществляют скважины 102, 106, 108, 111, 114, 117, 121 и 237, в VI объект – скважины 107 и 126.

Все нагнетательные скважины снабжены 168 мм эксплуатационными колоннами. Глубина подвески НКТ на всех скважинах выше верхних отверстий интервала перфорации на глубину от 3 м (скважина 108) до 59 м (скважина 117).

В настоящее время фонд водозаборных скважин составляет 4 единицы №№ 3, 7, 8, 13. Скважины пробурены на альб-сеноманский горизонт $К_{1-2}$ al-sm. По состоянию на 01.01.2024 г. скважины находятся в консервации.

За анализируемый период дозирование реагентов в закачиваемую воду не проводилось.

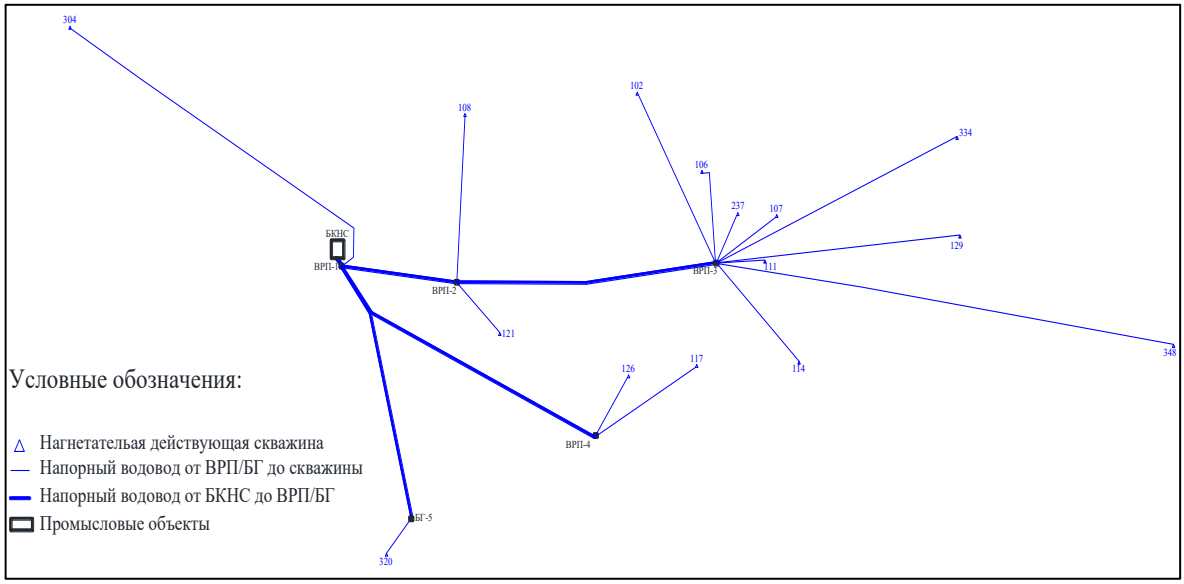


Рисунок 1.8.2.1 – Существующая схема распределения закачиваемой воды в систему ППД месторождения Матин

Проектные решения по системе ППД

По системе заводнения для рекомендуемого варианта разработки предполагается в 2024г. и в 2025 г. – перевод по 1-й скважины из наблюдательного фонда под нагнетание воды. Фонд

нагнетательных скважин составит 17 единиц.

Для реализации данного решения потребует подключить переводимые скважины к ближайшему ВРП.

1.8.2.6. Оценка влияния объекта на поверхностные и подземные воды

В местах планируемых установочных работ естественных водотоков и водоемов нет. На расстоянии 1000 м от участка поверхностные водные объекты отсутствуют, сам участок находится за пределами водоохранных зон и полос.

При соблюдении проектных решений в части водопотребления и водоотведения, а также при строгом производственном экологическом контроле в процессе эксплуатации объекта негативное воздействие на поверхностные и подземные воды будет исключено.

Учитывая удаленное место расположения от открытых водных объектов загрязнение поверхностных вод исключается. Воздействие на поверхностные воды - отсутствует.

Качество подземных вод изменяется под воздействием природных и техногенных факторов.

К природным факторам относятся:

- геолого-гидрологические факторы естественной защищенности;
- климатические факторы питания;
- геолого-гидрологические факторы миграции ингредиентов (химический состав и физико-химические свойства природных подземных вод, наличие в воде микробов и ее состав и др.).

К техногенным факторам относятся:

- поступление загрязняющих веществ из атмосферы (выбросы от источников, испарения от накопителей жидких отходов);
- поступление загрязняющих веществ из полей фильтрации сточных вод;
- проникновение в верхний водоносный горизонт сточных бытовых и технических вод;
- утечки жидких нефтепродуктов и попутных вод при испытании и эксплуатации скважин;
- межпластовые перетоки, нарушение целостности скважин и цементации затрубного пространства, нарушение герметичности сальников;
- размещение бытовых отходов и хозяйственно-бытовых сточных вод
- истощение подземных вод.

Источниками воздействия на подземные воды, являются, прежде всего, сами скважины, нарушающие целостность геологической среды. Загрязнение грунтовых и подземных вод может происходить в результате утечек жидких нефтепродуктов и попутных вод при испытании и эксплуатации скважин Углеводороды, просачивающиеся в подземные воды, вступают в физико-

химическое, геохимическое и биогенное взаимодействие с системой порода-почва-вода-воздух. Следствием этого является изменение химического состава и качества воды.

Проведение буровых работ включает следующие операции, которые могут оказать негативное влияние на состояние подземных вод:

- бурение скважин, в результате которого может произойти нарушение естественной защищённости водоносных горизонтов и загрязнение их буровыми растворами;
- испытание скважин, когда в случаях аварийных ситуаций может произойти загрязнение водоносных горизонтов;
- утечки горюче-смазочных материалов;
- смыв загрязнений с территории буровой площадки ливневыми водами.

Для предотвращения загрязнения подземных вод в процессе строительства скважин предпринят ряд проектных решений, обеспечивающий их безопасность. Принятая конструкция скважины призвана исключить влияние проектируемых работ на подземные воды. Основным мероприятием по изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга является их перекрытие обсадными колоннами с цементированием заколонного пространства до земной поверхности – до устья. При этом применяется качественный цемент с химическими добавками, улучшающими качество цемента.

С целью предотвращения проникновения загрязняющих веществ в грунт в результате разлива, с последующей миграцией их в грунтовые воды, площадки скважины и технологического оборудования выполнены из уплотненного грунта, а все технологическое оборудование размещено на специально бетонированных площадках, исключающих попадание загрязняющих веществ непосредственно на почвы и инфильтрацию стоков с атмосферными осадками до уровня грунтовых вод.

В целом, в рамках настоящего проекта при соблюдении технологического регламента, техники безопасности и природоохранных мероприятий, не ожидается крупномасштабных воздействий на подземные воды. Комплекс водоохранных мер, предусматриваемый на месторождении, в значительной мере смягчит возможные негативные последствия.

Оценка возможного воздействия на водные ресурсы выполнена на основании проведенных предварительных расчетов.

Реализация проектных решений по вариантам разработки на месторождении Матин будет сопровождаться дополнительным объемом водопотребления и водоотведения.

Анализ таблиц 1.8.2.1-1.8.2.5 показывает, что II рекомендуемый вариант, с точки зрения технико-экономических расчетов:

- характеризуется большим количеством потребляемой воды на производственные и хозяйственно-питьевые нужды, чем I вариант, но меньшим чем III вариант, и является экономически рентабельным;

- влияние месторождения по каждому из вариантов разработки месторождения на поверхностные и подземные воды не ожидается.

Влияние проектируемых работ на подземные воды по каждому из вариантов можно оценить как:

- пространственный масштаб воздействия – ограниченный (2) – площадь воздействия до 10 км2 для площадных объектов или на удалении до 1 км от линейного объекта.
- временной масштаб воздействия – многолетнее (4) – продолжительность воздействия от 3-лет и более;
- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – умеренная (3) – изменения среды превышают пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов, но среда сохраняет способность к самовосстановлению.

Таким образом, интегральная оценка составляет 24 балла, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости воздействия на подземные воды на месторождении Матин относится к ***воздействию средней значимости*** (9-27) – изменения в среде превышают цепь естественных изменений, но среда восстанавливается без посторонней помощи в течение нескольких лет.

При реализациях проектных решений по каждому из вариантов разработки месторождения Матин существенные воздействия на поверхностные и подземные воды от намечаемой деятельности не ожидается.

1.8.2.7. Рекомендации по организации производственного мониторинга воздействия на подземные воды

На хозяйственно-питьевые и технологические нужды месторождения Матин вода питьевого качества доставляется автоцистернами из поселка Макат на основании ежегодно заключаемых договоров. Для хранения привозной питьевой воды на территории вахтового поселка предусмотрены 8 резервуаров, объемом 20 м3 каждый, в 5-ти из которых хранится вода для хозяйственно-бытовых и производственных нужд, а в трех для пожарных нужд. Для питьевых нужд персонала используется вода бутилированная.

Объем воды, потребляемый для технологических и вспомогательных нужд, обеспечивается привозной водой.

В ходе производственной деятельности предприятия происходит образование сточных вод хозяйственно-бытового характера, которые являются хозяйственно-бытовыми стоками предприятия.

На месторождении Матин формируются сточные воды двух типов: сточные воды, связанные с добычей – промышленные сточные воды; сточные воды, связанные с эксплуатацией

вахтового поселка – хозяйственно - бытовые сточные воды.

Промышленные сточные воды. В процессе эксплуатации нефтедобывающих скважин, на поверхность вместе с нефтью поднимается и пластовая вода. Добытая из недр смесь проходит целую систему очистных устройств и технологического оборудования и разделяется на нефть, газ и пластовую воду. Пластовая вода, после отстаивания и очистки, поступает в специальные емкости, и далее насосными агрегатами закачивается в нагнетательные скважины для поддержания пластового давления.

Хозяйственно – бытовые сточные воды формируются в процессе эксплуатации вахтового поселка. Хозяйственно – бытовые сточные воды собираются в специальный септик (емкость, объемом 100 м3) с погружным насосом марки «Гном», врытый в землю в непосредственной близости от вахтового поселка. По мере накопления септика, сточные воды откачиваются насосом и вывозятся по договору сторонними организациями.

Таким образом, воздействие хозяйственно-бытовых сточных вод можно охарактеризовать как местное, средней продолжительности и незначительное.

Контроль за качеством подземных вод

Мониторинг подземных вод, проводится с целью определения качества грунтовых вод. Согласно п. 392 «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых» - *Недропользователем осуществляется контроль через сеть инженерных скважин за состоянием грунтовых вод (по периметру месторождения).*

На период разработки месторождения рекомендуем заложить мониторинговые скважины с целью выявления очагов загрязнения подземных вод.

Химический состав воды контролируется по следующим параметрам: макро-микрохимического состава, нефтепродукты, фенолы, СПАВ, тяжелые металлы.

Частота отбора проб подземных вод должна быть не реже чем 1 раз в квартал. Мониторинг должен осуществляться аккредитованной лабораторией.

1.8.3. Оценка воздействия на недра

1.8.3.1.Характеристика геологического строения

Месторождение Матин расположено в пределах контрактной территории АО «Матен Петролеум», открыто в 1986 году скважиной 1, где из среднеюрских отложений на Восточном крыле был получен промышленной приток нефти.

На месторождении Матин весь пробуренный фонд по состоянию на 01.01.2024 г. составляет 174 скважин общим метражом 150704 м.

Пробуренными скважинами вскрыта толща надсолевых отложений, включая галогенные породы кунгурского яруса перми до современных, максимальная глубина 1800 м в скважине 5а, расположенной на Южном поле Восточного крыла.

Отложения **кунгурского яруса $P_1к$** подразделяются на две части: верхнюю – кепрок и нижнюю – соль. Кепрок литологически представлен гипсом, ангидритом, переслаивающимися с терригенными породами. Нижняя часть кунгурских отложений представлена белой кристаллической солью.

Осадки **пермотриасового возраста PT** литологически представлены серией чередующихся пластов песчаников и глин.

Юрские отложения J представлены нижним, средним и верхним отделами и развиты повсеместно.

Нижнеюрские образования залегают на размытой поверхности пермотриасовых отложений. Породы сложены базальными средне- и крупнозернистыми песчаниками с редкими пропластками серых и бурых глин.

Отложения *средней юры* несогласно перекрывают толщу нижней юры, представлены чередованием глин, песчаников и песков. К среднеюрским отложениям приурочены шесть газонефтяных горизонтов I-VI.

Отложения *верхней юры* несогласно перекрывают толщу средней юры. Литологически представлены серыми, темно-серыми, участками зелено-серыми, черными слабоалевритистыми глинами.

Нижнемеловые породы K_1 в составе неокомского, аптского и альбского и сеноманского ярусов с угловым и стратиграфическим несогласием залегают на верхнеюрских отложениях.

Отложения *неокома* литологически представлены глинами от серого до темно-серого с включениями ОРО и мелких остатков раковин, а также с тонкими прослойками светло-серого алеврита и пропластками серых мелкозернистых песков и песчаников. Пески и песчаники серые, мелко-среднезернистые, крепкие.

К неокомскому ярусу приурочены Ne-I и Ne-II горизонты, литологически представленные алевролитом разнозернистым, слабопесчанистым, слабокарбонатным, слабоглинистым.

Аптские отложения представлены преимущественно глинами, песчаниками и песками. К аптским отложениям приурочены Apt-I, Apt-II.

Альбские отложения литологически представлены глинами темно-серыми, алевритистыми с чередующими прослоями алевритов и мелкозернистых светло-серых песков.

Отложения верхнего мела K_2 в нижней части сложены песчано-глинистыми породами осадочного комплекса, в верхней части разреза отложения представлены карбонатными породами.

Отложения палеоген-неоген-четвертичной системы, имеют повсеместное развитие и трансгрессивно перекрывают более древние отложения. Отложения представлены желтовато-серовато-зелеными песчанистыми, сильно известковистыми глинами с битой ракушей и водоносными песками.

В тектоническом отношении рассматриваемая территория расположена в пределах юго-восточной части Прикаспийской синеклизы.

По результатам сейсморазведочных работ солянокупольная структура Матин расположена между аналогичными структурами Жолдыбай Северо-Восточный, Уаз, Бажир и Жартюбе.

В 2006 году на месторождении Матин проведены полевые сейсморазведочные работы 3Д в объеме 32,02 кв.км с целью уточнения геологического строения надсолевых пермотриасовых, юрских и меловых отложений.

По результатам обработки и интерпретации геолого-геофизических данных были составлены структурные карты в масштабе 1:25000 и 1:10000.

Структурный план надсолевого комплекса повторяет характер поведения поверхности соли и представляет собой антиклинальное поднятие, разделенное двумя протяженными амплитудными сбросами F_1 и F_2, приуроченным к ступеням соли, на три крыла: Северо-западное, Восточное и Южное, причем Северо-западное крыло является наиболее опущенным.

В 2014 году выполнена переобработка и переинтерпретация сейсморазведочных данных 3Д с учетом бурения разведочных скважин.

По результатам переинтерпретации сейсморазведочных данных 3Д в целом структура Матин представляет собой трехкрыльевую структуру, каждое крыло контролируется разломами, приуроченными к крутым склонам соленого массива, в свою очередь каждое крыло осложнено малоамплитудными разрывными нарушениями.

По кровле горизонта P_1g отмечается соляной массив с пологим восточным и более крутым северо-западным и южным крыльями. Северо-западное крыло контролируется разломом F_1.

По кровле пермотриасового горизонта Восточное крыло контролируется двумя основными разломами F_1, F_2 и дополнительно осложнено продольными разломами f_{11} и f_{12}, между которыми находится свод поднятия. На восточной периклинали Восточного крыла, отмечается цепочка малоамплитудных поднятий, три поднятия в южной части, одно - в середине и два - на севере.

В пределах Южного поля, за разломом f_7 за пределами горного отвода отмечается поднятие, примыкающее к разлому F_3. Севернее разлома f_6 вырисовывается локальное антиклинальное поднятие изометричной формы Юго-Восточного поля Восточного крыла.

Северо-западнее и северо-восточнее от этого поднятия вырисовывается полусвод, примыкающий к разлому f_{12} и два небольших локальных поднятия. В пределах одного из них пробурена разведочная скважина 9М, это участок получил название Северо-западное поле Восточного крыла.

Северо-Западное крыло, ограниченное с востока основным разломом F_1, испытывает моноклинальное погружение в западном направлении. Восточная присводовая часть крыла

осложнена серией субпараллельных малоамплитудных разломов.

Южное крыло имеет северо-восточное простирание и представляет собой полусвод примыкания, ограниченный с севера основным разломом F_2, с запада – F_1 и по замкнутой изогипсе -1300 м имеет размеры 3,1х1,1 км, амплитуда полусвода около 165 м.

Структурный план по кровле юрских и меловых отложений отличается от структурного плана пермотриасовых отложений. Если по нижележащим отложениям свод восточного крыла примыкал к разломам F_1 и F_2, то по вышележащим горизонтам поднятие приобретает большие размеры, смещается на восток и представляет собой двусводовую структуру. Восточная периклиналь Восточного крыла, также претерпела изменение, здесь отсутствуют локальные поднятия в районе скважин 11М, 7М и 9М, затухает региональный разлом F_3, но очень четкие очертания приобретает поднятие Южного поля, свод которого сместился на юг и находится за пределами горного отвода.

Южное и Северо-Западные крылья в целом представлены более пологими.

В 2014 году был составлен отчет по «Отчета о результатах переобработки и переинтерпретации данных сейсморазведки 3Д на месторождении Матин с целью изучения возможного расширения территории». По результатам этих работ были построены структурные карты по всем отражающим горизонтам.

Согласно «Дополнению №3 к Уточненному проекту разработки», утвержденному в 2015 г, по результатам переинтерпретации 3Д на выявленных перспективных участках в северо-восточной части Восточного крыла, Южного поля Восточного крыла и на Южном крыле было рекомендовано бурение скважин 12М, 13М, 14М, 15М и 16М. По результатам бурения скважин получены положительные характеристики по ГИС и по опробованию.

После переинтерпретации сейсмики 3Д представление о геологическом строении пермотриасовых и юрских отложений не претерпело изменений в пределах установленных залежей.

Изменилось представление о строении неокомских и аптских отложений Восточного и Южного крыльев.

На Восточном крыле по результатам переинтерпретации 3Д уточнилось направление нарушений, подтверждено ранее предполагаемое нарушение f_{14}, проведенное из-за несоответствия характера насыщения, уточнено направление и конфигурация нарушения f_{11}.

На Южном крыле ранее установленное нарушение f_{10}, делящее структуру на блоки, в настоящей работе фрагментами прослеживается в нижней части апта, выше по разрезу затухает. Уточнена конфигурация нарушения f_9.

Нефтегазоносность месторождения установлена в нижнемеловых, среднеюрских и пермотриасовых отложениях, всего оконтурено 25 залежей, установленные на Восточном (Ne-I, Ne-II, I-J_2-1, I-J_2-2, II-J_2, III-J_2, IV-J_2, V-J_2, VI-J_2, PT-I, PT-II, PT-III), Южном (K_1а-I-А, K_1а-I-Б-1,

$К_1$а-I-Б-2, $К_1$а-II, Ne-I-А, Ne-I-Б), Северо–Западном крыльях ($К_1$а, II-J_2, III-J_2, IV-J_2, V-J_2), также на Южном (РТ) и Юго–восточном полях Восточного крыла (РТ-0 и РТ).

По типу природного резервуара залежи пластовые, сводовые, тектонически и литологически экранированные.

Таблица 1.8.3.1 – Характеристика залежей

Горизонт, залежь	Блок	Тип залежи	Характер насыщения	Абс. отметка, м		Площадь продуктивности, тыс. м^2	
				ГНК, ГВК, УГВК	ВНК, УВНК	газоносности	нефтеносности
1	2	3	4	5	6	7	8
Восточное крыло							
Ne-I	I	пластовая сводовая, тектонически и литоло-гически экранированная	нефте-газовая	-481,0	-488,0	2388	3536
	IIа				-482,0-488,0		
	IIб			-474,0-476,0	-483,0-484,0		
	III			-473,0	-488,0-491,0		
	IV			-487,0	-489,0-492,0		
Ne-II	I	пластовая сводовая, тектони-чески-экрани-ро-ванная	нефте-газовая	-525,0	-549,5	3983	5504
	IIа			-526,0-527,0	-549,0		
	IIб			-522,0-524,0	-527,0		
	III			-525,0	-535,0-538,0		
	IV			-528,0-259,0	-543,0		
I-1-J_2	р-н скв 314	линза	нефтя-ная				352
	р-н скв 331						
	р-н скв 102						
	р-н скв 251						
	р-н скв 237						
	р-н скв 306						
I-2-J_2	р-н скв 314	линза	нефтя-ная				1023
	р-н скв. 1 и 103						
	р-н скв. 238						
	р-н скв. 349						
II-J_2		пластовая, сводовая, тектонически- и литологически-экранированная	нефте-газовая	-610,0-613,0	-632,0-634,0	453	1912
III-J_2		пластовая, сводовая, тектонически-экранированная	нефте-газовая	-627,0-628,0	-648,0-655,0	203	2283
IV-J_2		пластовая, сводовая, тектонически-экранированная	нефте-газовая	-650,0-653,0	653,0-660,0	578	966
V-J_2		пластовая, сводовая, тектонически- и литоло-гически-экрани-рованная	нефте-газовая	-658,0-662,0	-680,0-684,0	404	2085
VI-J_2		массивная, сводовая, тектонически- и литологически-экранированная	нефте-газовая	-708,0-713,0	-716,0-725,0	2162	3074
РТ-I	р-н скв.3М и 1	пластовая литоло-гически-экрани-рованная	газовая	-1086,0		379	
РТ-II		пластовая, сводовая, тектонически-, литоло-гически-экрани-рованная	нефте-газовая	-1080,0	-1095,0	784	1013
РТ-III		пластовая, сводовая,			-1105,0-1108,0		1413

		тектони-чески-экрани-ро-ванная					
Юго-восточное поле Восточного крыла							
РТ-0		пластовая, сводовая, литоло-гически-ограни-ченная	газовая	-1185,0		114	

РТ		водоплавающая, сводовая, тектони-чески-ограни-ченная	нефте-газовая	-1221,0-1222,0	-1230,0-1232,0	606	861
Южное поле Восточного крыла							
РТ		массивная, тектонически-экранированная	нефте-газовая	-1181,0	-1184,0	224	500
Южное крыло							
K_1а-I-А	линза	пластовая, сводовая, литолого-тектонически экрани-рованная	нефте-газовая		-571,0	738	1296
	II			-550,0	-551,0-555,0		
K_1а-I-Б-1	I	пластовая, сводовая, литолого-тектонически экрани-рованная	нефте-газовая		-581,0	618	1727
	II р-н скв.7, 302 202			-560,0			
	II р-н скв.345				-555,0-564,0		
K_1а-I-Б-2	I	пластовая, сводовая, литолого-тектонически экрани-рованная	нефте-газовая		-588,0-591,0		2540
	II						
K_1а-II	I			-584,0-585,0	-595,0-602,0	547	2246
	II р-н скв.316, 322, 323…						
	II р-н скв.345, 359, 16М				-594,0		
Ne-I-А	II р-н 318	пластовая сводовая, текто-нически и литоло-гически экрани-рованная	нефтя-ная		-632,0		597
	II р-н 360				-621,0-625,0		
Ne-I-Б	II р-н 318	пластовая сводовая, текто-нически и литоло-гически экрани-рованная	нефте-газовая	-636,0-646,0		646	191
	II р-н 360				-638,0		
Северо-Западное крыло							
K_1а	I	пластовая, сводовая, тектонически-экранированная	нефтя-ная		-676,0-677,0		566
	II				-671,0-676,0		
II-J_2	I	пластовая, сводовая, тектонически- и литологически-экранированная	нефтя-ная		-903,0		418
III-J_2	I	пластовая, сводовая, тектони-чески- и литоло-гически-экрани-рованная	нефтя-ная		-924,0		306
IV-J_2	I	пластовая, сводовая, тектонически-экранированная	нефтя-ная		-944,0		475
V-J_2	I	массивная, сводовая, тектонически-экранированная	нефтя-ная		-956,0-957,0		286

1.8.3.2. Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных пластов (горизонтов) и их неоднородности

На месторождении Матин установлено продуктивные горизонты в меловых отложениях – $К_1$а-I-А, $К_1$а-I-Б-1, $К_1$а-I-Б-2, $К_1$а-II, Ne-I, Neo-II, в среднеюрских отложениях I-J_2, II-J_2, III-J_2, IV-J_2, V-J_2, VI-J_2 и в триасовых – РТ-I, РТ-II, РТ-III.

Горизонты прослеживаются по всей площади месторождения. Разделом между горизонтами являются глинистые пласты различной толщины.

Общая толщина залежей подсчитана как разница между подошвой нижнего и кровлей верхнего коллекторов, а там, где выделен один коллектор, высчитывалась как разница между кровлей и подошвой этого коллектора. Общая толщина выделенных коллекторов изменяется от первых метров до десятков.

В таблице 1.8.3.1 приведены средние значения общих, эффективных и нефтенасыщенных, газонасыщенных толщин по залежам.

В Восточном крыле средние общие толщины неокомских продуктивных залежей следующие: Ne-I равна 10,5 м, Ne-II – 11,4 м. В среднеюрских залежах общие толщины II-J_2-3,4 м, III-J_2–10,3 м, IV-J_2 6,8 м, V-J_2-19,4 м и VI-J_2- 44,4 м.

Из триасовых продуктивных горизонтов наибольшую общую среднюю толщину имеет залежь РТ-I равна 3,6 м, РТ-II-10,2 м и РТ-III-10,4 м.

Средние значения общих толщин по залежам Восточного крыла изменяются в пределах от 0,7 до 65,5 м (таблица 1.1.8.3.1).

Эффективная толщина в скважинах определялась как сумма эффективных толщин всех выделенных коллекторов, она всегда меньше общей толщины, так как при определении эффективной толщины из общей толщины вычитались плотные и глинистые прослои. Колебания средних значений эффективных толщин в Восточном крыле составляют от 2,3 м (залежь РТ-I) до 28,9 м (залежь VI-J_2).

Средние значения нефтенасыщенных толщин практически всегда меньше эффективной толщины. Максимальная средняя нефтенасыщенная толщина равная 10,0 м отмечается у залежи V-J_2, а наименьшая средняя нефтенасыщенная толщина имеет залежь II-J_2 равная 2,4 м.

Средние значения газонасыщенных толщин по залежам Восточного крыла изменяются в пределах от 2,2 до 8,0 м (таблица 1.8.3.2).

Таблица 1.8.3.2 – Характеристика толщин по залежам месторождения Матин

Толщина	Наименование	Зоны пласта					В целом по горизонту
		Нефтяная	Водонефтяная	Газовая	Газонефтяная	Газонефтеводяная	
1	2	3	4	5	6	7	8
Восточное крыло							
Ne-I							
Общая	Средние значение, м	4,5	11	6,8	10,1	16,4	10,5
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,276	0,158	0,652	0,283	0,061	0,304
	Интервал изменения, м	1-7,6	5,8-21,1	3,0-19,8	1,0-19,8	11,1-23,1	1-23,1
Эффек-	Средние значение, м	2,4	6,8	4,3	5,8	10	6,3

тивная	Коэффициент вариации, д.ед.	0,174	0,285	0,083	0,313	0,082	0,336
	Интервал изменения, м	1,0-3,6	2,6-14,7	3,0-6,3	1,0-11,9	6,2-14,7	1,0-14,7
Нефтена-сыщенная	Средние значение, м	2,4	2,8		3	3,5	3
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,174	0,418		0,562	0,493	0,481
	Интервал изменения, м	1-3,6	0,8-7,3		0,6-6,9	0,9-8,7	0,6-8,7
Газо-насыщенная	Средние значение, м			4,3	3	2,5	3,2
	Коэффициент вариации, д.ед.			0,083	0,511	0,387	0,365
	Интервал изменения, м			3,0-6,3	0,8-7,3	1,0-6,4	0,8-7,3
Ne-II							
Общая	Средние значение, м	10,6	13,6	9,4	12,4	15,6	11,4
	Коэффициент вариации, д. ед.	0,157	0,071	0,154	0,068	0,092	0,118
	Интервал изменения, м	2,0-16,9	8,0-18,6	3,0-19,0	5,0-17,8	15,2-28,0	2,0-19,0
Эффек-тивная	Средние значение, м	6,5	6,8	5,7	7,6	6,8	6,8
	Коэффициент вариации, д. ед.	0,076	0,03	0,142	0,092	0,06	0,106
	Интервал изменения, м	2,0-14,0	4,8-8,4	2,8-10,2	3,6-14,0	5,1-8,4	2,0-14,0
Нефтена-сыщенная	Средние значение, м	6,5	4,3		3,5	5,1	4,5
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,076	0,051		0,497	0,008	0,286
	Интервал изменения, м	2,0-14,0	2,5-5,2		0,5-10,0	5,5-7,0	0,5-10,0
Газо-насыщенная	Средние значение, м			5,7	4,1	2,8	4,6
	Коэффициент вариации, д.ед.			0,142	0,293	0,003	0,26
	Интервал изменения, м			2,8-10,2	1,4-12,5	2,6-2,9	1,0-12,5
$I\text{-}J_2$							
Общая	Средние значение, м	4	9,9*				4,2
	Коэффициент вариации, д. ед.	0,646					0,656
	Интервал изменения, м	0,7-12,8					0,7-12,8
Эффек-тивная	Средние значение, м	2,4	5,8*				3,1
	Коэффициент вариации, д. ед.	0,149					0,544
	Интервал изменения, м	0,7-4,8					0,7-12,8
Нефтена-сыщенная	Средние значение, м	2,4	3,0*				3
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,149					0,563
	Интервал изменения, м	0,7-4,8					0,7-12,8
Газо-насыщенная	Средние значение, м	-					-
	Коэффициент вариации, д.ед.	-					-
	Интервал изменения, м	-					-
$II\text{-}J_2$							
Общая	Средние значение, м	3,1	9,9*	3	5,5		3,4
	Коэффициент вариации, д. ед.	0,28		0,441	0,092		0,361
	Интервал изменения, м	1,2-8,1		1,0-7,4	3,6-8,2		1,0-9,9
Эффек-тивная	Средние значение, м	2,4	5,8*	2,2	3,4		2,5
	Коэффициент вариации, д. ед.	0,149		0,145	0,013		0,166
	Интервал изменения, м	0,7-4,8		1,0-3,4	3,0-4,0		0,7-5,8
Нефтена-сыщенная	Средние значение, м	2,4	3,0*		1,4		2,4
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,149			0,098		0,158
	Интервал изменения, м	0,7-4,8			0,8-1,8		0,7-4,8
Газо-насыщенная	Средние значение, м			2,2	2,3		2,2
	Коэффициент вариации, д.ед.			0,145	0,229		0,172
	Интервал изменения, м			1,0-3,4	1,2-4,0		1,0-4,0
$III\text{-}J_2$							
Общая	Средние значение, м	9			12,3		10,3
	Коэффициент вариации, д. ед.	0,208			0,041		0,190
	Интервал изменения, м	2,4-27,0			8,0-15,8		2,4-27,0
Эффек-тивная	Средние значение, м	5,5			7		6,0
	Коэффициент вариации, д. ед.	0,135			0,077		0,117
	Интервал изменения, м	2,4-10,9			5,0-10,2		2,4-10,9
Нефтена-сыщенная	Средние значение, м	5,5			4,6		5,1
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,135			0,235		0,166
	Интервал изменения, м	2,4-10,9			1,4-8,4		1,4-10,9
Газо-насыщенная	Средние значение, м				2,4		2,4
	Коэффициент вариации, д.ед.				0,303		0,303
	Интервал изменения, м				1,0-4,2		1,0-4,2

IV-J_2							
Общая	Средние значение, м	3	8,4	7,1	9,3	10,1	6,8
	Коэффициент вариации, д. ед.	0,467	0,234	0,161	0,054	0,03	0,3
	Интервал изменения, м	0,9-9,6	1,9-12,8	1,5-10,4	4,8-11,3	8,5-12,5	0,9-12,8
Эффек-тивная	Средние значение, м	3	5,3	3,6	4	4,4	3,9
	Коэффициент вариации, д. ед.	0,468	0,211	0,196	0,117	0,197	0,28
	Интервал изменения, м	0,9-7,8	1,9-9,5	1,5-6,2	1,8-5,9	2,8-7,1	0,9-9,5
Нефтена-сыщенная	Средние значение, м	3	2,7		2	1,1	2,6
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,468	0,181		0,284	0,207	0,406
	Интервал изменения, м	0,9-7,8	0,6-4,0		0,6-4,2	0,6-1,6	0,6-7,8
Газо-насыщенная	Средние значение, м			3,6	1,9	2	2,7
	Коэффициент вариации, д.ед.			0,196	0,212	0,087	0,302
	Интервал изменения, м			1,5-6,2	0,7-3,2	1,4-2,8	0,7-6,2
V-J_2							
Общая	Средние значение, м	8,4	21,2		22,7	26,5*	19,4
	Коэффициент вариации, д. ед.	0,675	0,026		0,011		0,108
	Интервал изменения, м	0,8-18,6	11,0-27,0		18,9-25,8		0,8-27,0
Эффек-тивная	Средние значение, м	6,3	15,1		16,8	15,0*	13,8
	Коэффициент вариации, д. ед.	0,673	0,14		0,082		0,213
	Интервал изменения, м	0,8-17,8	4,5-27,0		8,1-22,0		0,8-27,0
Нефтена-сыщенная	Средние значение, м	6,3	10,4		14,6	7,4*	10
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,673	0,319		0,107		0,355
	Интервал изменения, м	0,8-17,8	1,0-23,1		6,2-19,6		0,8-23,1
Газо-насыщенная	Средние значение, м				2,2	4,1*	2,6
	Коэффициент вариации, д.ед.				0,38		0,318
	Интервал изменения, м				1,0-4,8		1,0-4,8
VI-J_2							
Общая	Средние значение, м		35,1		21,1	46,1	44,4
	Коэффициент вариации, д. ед.		0,217		0,113	0,035	0,06
	Интервал изменения, м		16,5-64,0		1,4-28,2	21,3-65,5	14-65,5
Эффек-тивная	Средние значение, м		20		10,1	30,4	28,9
	Коэффициент вариации, д. ед.		0,379		0,092	0,071	0,11
	Интервал изменения, м		8,3-43,8		7,0-13,1	5,6-50,1	5,6-50,1
Нефтена-сыщенная	Средние значение, м		3,4		1,8	6,4	6
	Коэффициент вариации, д.ед.		0,271		0,012	0,232	0,277
	Интервал изменения, м		1,4-6,3		1,6-2,0	0,6-13,9	0,6-13,9
Газо-насыщенная	Средние значение, м				8,3	8	8
	Коэффициент вариации, д.ед.				0,155	0,212	0,168
	Интервал изменения, м				5,0-11,5	1,8-16,3	1,8-16,3
PT-I							
Общая	Средние значение, м			3,6			3,6
	Коэффициент вариации, д. ед.			0,645			0,645
	Интервал изменения, м			0,7-6,4			0,7-6,4
Эффек-тивная	Средние значение, м			2,3			2,3
	Коэффициент вариации, д. ед.			0,475			0,475
	Интервал изменения, м			0,7-3,8			0,7-3,8
Нефтена-сыщенная	Средние значение, м						
	Коэффициент вариации, д.ед.						
	Интервал изменения, м						
Газо-насыщенная	Средние значение, м			2,3			2,3
	Коэффициент вариации, д.ед.			0,475			0,475
	Интервал изменения, м			0,7-3,8			0,7-3,8
PT-II							
Общая	Средние значение, м	5,1*	13,4*	8,2	12,7*		10,2
	Коэффициент вариации, д. ед.			0,198			0,168
	Интервал изменения, м			3,6-12,5			3,6-15,4
Эффек-тивная	Средние значение, м	4,3*	7,1*	5	7,6*		5,5
	Коэффициент вариации, д. ед.			0,429			0,194
	Интервал изменения, м			1,8-9,5			1,8-9,5
Нефтена-	Средние значение, м	4,3*	3,9*		1,2*		3,4

сыщенная	Коэффициент вариации, д.ед.						0,141
	Интервал изменения, м						1,2-4,3
Газо-насыщенная	Средние значение, м			5	6,4*		4,4
	Коэффициент вариации, д.ед.			0,429			0,534
	Интервал изменения, м			1,8-9,5			0,6-9,5
РТ-III							
Общая	Средние значение, м	9,7	11,6				10,4
	Коэффициент вариации, д. ед.	0,244	0,532				0,386
	Интервал изменения, м	1,1-15,4	5,5-23,5				1,1-23,5
Эффек-тивная	Средние значение, м	5	5,5				5,2
	Коэффициент вариации, д. ед.	0,194	0,576				0,359
	Интервал изменения, м	1,1-7,9	1,8-11,4				1,1-11,4
Нефтена-сыщенная	Средние значение, м	5	2,8				4,2
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,194	0,741				0,363
	Интервал изменения, м	1,1-7,9	0,5-6,2				0,5-7,9
Юго-восточное поле Восточного крыла							
РТ-0							
Общая	Средние значение, м			3,8*			3,8*
	Коэффициент вариации, д. ед.						
	Интервал изменения, м						
Эффек-тивная	Средние значение, м			3,4*			3,4*
	Коэффициент вариации, д. ед.						
	Интервал изменения, м						
Нефтена-сыщенная	Средние значение, м						
	Коэффициент вариации, д.ед.						
	Интервал изменения, м						
Газо-насыщенная	Средние значение, м			3,4*			3,4*
	Коэффициент вариации, д.ед.						
	Интервал изменения, м						
РТ							
Общая	Средние значение, м		57,1*			53,7	54,9
	Коэффициент вариации, д. ед.					0,002	0,002
	Интервал изменения, м					51,6-55,9	51,6-57,1
Эффек-тивная	Средние значение, м		18,4*			30,3	26,3
	Коэффициент вариации, д. ед.					0,081	0,116
	Интервал изменения, м					21,7-38,9	18,4-38,9
Нефтена-сыщенная	Средние значение, м		9,0*			4,3	5,8
	Коэффициент вариации, д.ед.					0,585	0,354
	Интервал изменения, м					1,0-7,5	1,0-9,0
Газо-насыщенная	Средние значение, м					15,1	15,1
	Коэффициент вариации, д.ед.					0,031	0,031
	Интервал изменения, м					12,4-17,7	12,4-17,7
Южное поле Восточного крыла							
Общая	Средние значение, м					23	23
	Коэффициент вариации, д. ед.					0,048	0,048
	Интервал изменения, м					17,9-28,0	17,9-28,0
Эффек-тивная	Средние значение, м					10,4	10,4
	Коэффициент вариации, д. ед.					0,179	0,179
	Интервал изменения, м					6-14,8	6-14,8
Нефтена-сыщенная	Средние значение, м					1,6	1,6
	Коэффициент вариации, д.ед.					0,016	0,016
	Интервал изменения, м					1,4-1,8	1,4-1,8
Газо-насыщенная	Средние значение, м					3,5	3,5
	Коэффициент вариации, д.ед.					0,001	0,001
	Интервал изменения, м					3,4-3,6	3,4-3,6
Южное крыло							
$К_1$а-I-А							
Общая	Средние значение, м	4,1	5,8*		3,7*	17,7	6,2

	Коэффициент вариации, д. ед.	0,3				0,029	0,721
	Интервал изменения, м	0,8-8,0				14,7-20,7	0,8-20,7
Эффек-тивная	Средние значение,м	2,7	5,8*		3,7*	9,2	3,9
	Коэффициент вариации, д. ед.	0,141				0,055	0,442
	Интервал изменения, м	0,8-3,9				7,0-11,3	0,8-11,3
Нефтена-сыщенная	Средние значение,м	2,7	3,0*		1,7*	2,2	2,6
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,141				0,167	0,142
	Интервал изменения,м	0,8-3,9				1,3-3,1	0,8-3,9
Газо-насыщенная	Средние значение,м				2,0*	3,5	3
	Коэффициент вариации, д.ед.					0,093	0,137
	Интервал изменения,м					2,4-4,5	2,0-4,5
K_1а-I-Б-1							
Общая	Средние значение,м	5,6	5,5	10,5*	8,8		6,3
	Коэффициент вариации, д. ед.	0,255	0,033		0,15		0,246
	Интервал изменения,м	0,6-10,8	4,5-6,5		5,2-14,0		0,6-14,0
Эффек-тивная	Средние значение,м	3,4	4	3,3*	4,8		3,7
	Коэффициент вариации, д. ед.	0,176	0,303		0,011		0,16
	Интервал изменения,м	0,6-5,5	1,8-6,2		4,0-5,3		0,6-6,2
Нефтена-сыщенная	Средние значение,м	3,4	2,7		2,4		3,2
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,176	0,436		0,146		0,21
	Интервал изменения, м	0,6-5,5	0,9-4,4		1,4-3,6		0,6-5,5
Газо-насыщенная	Средние значение, м			3,3*	2,5		2,6
	Коэффициент вариации, д.ед.				0,177		0,14
	Интервал изменения, м				1,2-3,6		1,2-3,6
K_1а-I-Б-2							
Общая	Средние значение, м	6,1	16,0*				6,5
	Коэффициент вариации, д. ед.	0,336					0,38
	Интервал изменения, м	1,4-12,5					1,4-16,0
Эффек-тивная	Средние значение,м	3,8	16,0*				4,4
	Коэффициент вариации, д. ед.	0,319					0,58
	Интервал изменения,м	1,0-10,1					1,0-16,0
Нефтена-сыщенная	Средние значение,м	3,8	7,2*				4
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,319					0,313
	Интервал изменения, м	1,0-10,1					1,0-10,1
Газо-насыщенная	Средние значение,м						
	Коэффициент вариации, д.ед.						
	Интервал изменения, м						
K_1а-II							
Общая	Средние значение, м	9	18,1		14,9*	22,6	18,3
	Коэффициент вариации, д. ед.	0,248	0,042			0,032	0,118
	Интервал изменения, м	2,7-15,0	11,4-25,9			16,4-27,8	2,7-27,8
Эффек-тивная	Средние значение, м	4,6	8,8		13,9*	14,6	10,2
	Коэффициент вариации, д. ед.	0,119	0,304			0,157	0,345
	Интервал изменения,м	2,7-7,1	2,2-17,9			5,8-24,0	2,2-24,0
Нефтена-сыщенная	Средние значение,м	4,6	5,5		10,8*	8,8	6,3
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,119	0,346			0,165	0,303
	Интервал изменения,м	2,7-7,1	1,1-9,6			0,9-12,8	0,9-12,8
Газо-насыщенная	Средние значение,м				3,1*	3,1	3,1
	Коэффициент вариации, д.ед.					0,597	0,541
	Интервал изменения,м					0,9-7,3	0,9-7,3
Ne-I-A							
Общая	Средние значение,м	3,8					3,8
	Коэффициент вариации, д. ед.	0,976					0,976
	Интервал изменения, м	1,1-10,5					1,1-10,5
Эффек-тивная	Средние значение, м	2,4					2,4
	Коэффициент вариации, д. ед.	0,9					0,9
	Интервал изменения,м	1,0-6,8					1,0-6,8
Нефтена-сыщенная	Средние значение,м	2,4					2,4
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,9					0,9
	Интервал изменения,м	1,0-6,8					1,0-6,8

Газо-насыщенная	Средние значение,м						
	Коэффициент вариации, д.ед.						
	Интервал изменения,м						
Ne-I-Б							
Общая	Средние значение,м		7,5*	4			4,7
	Коэффициент вариации, д. ед.			0,392			0,25
	Интервал изменения,м			1,1-9,0			1,1-9,0
Эффек-тивная	Средние значение,м		5,6*	2,4			2,9
	Коэффициент вариации, д. ед.			0,302			0,223
	Интервал изменения,м			1,1-4,6			1,1-5,6
Нефтена-сыщенная	Средние значение, м		4,8*				4,8*
	Коэффициент вариации, д.ед.						
	Интервал изменения,м						
Газо-насыщенная	Средние значение, м			2,4			2,6
	Коэффициент вариации, д.ед.			0,302			0,184
	Интервал изменения, м			1,1-4,6			1,1-4,6
Северо-Западное крыло							
K_1a							
Общая	Средние значение,м	14,2	16,9				15,6
	Коэффициент вариации, д. ед.	0,077	0,169				0,139
	Интервал изменения,м	7,5-17,4	10,5-28,5				7,5-28,5
Эффек-тивная	Средние значение,м	9,8	8,8				9,3
	Коэффициент вариации, д. ед.	0,054	0,026				0,044
	Интервал изменения,м	7,5-12,1	7,5-11,0				7,5-12,1
Нефтена-сыщенная	Средние значение, м	9,8	6,9				8,4
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,054	0,071				0,092
	Интервал изменения, м	7,5-12,1	3,8-8,6				3,8-12,1
II-J_2							
Общая	Средние значение, м	6,3	12,6				7,6
	Коэффициент вариации, д. ед.	0,744	0,318				0,699
	Интервал изменения, м	1,3-18,3	5,5-19,7				1,3-19,7
Эффек-тивная	Средние значение, м	3,8	5,1				4,1
	Коэффициент вариации, д. ед.	0,296	0,028				0,233
	Интервал изменения, м	1,3-7,2	4,2-5,9				1,3-7,2
Нефтена-сыщенная	Средние значение, м	3,8	2,3				3,5
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,296	0,083				0,32
	Интервал изменения, м	1,3-7,2	1,6-2,9				1,3-7,2
III-J_2							
Общая	Средние значение, м	16,6	15,8				16
	Коэффициент вариации, д. ед.	0,142	0,195				0,177
	Интервал изменения, м	8,1-23,0	5,1-27,0				5,1-27,0
Эффек-тивная	Средние значение, м	6,5	7,1				6,9
	Коэффициент вариации, д. ед.	0,015	0,167				0,123
	Интервал изменения, м	5,7-7,6	3,4-11,0				3,4-11,0
Нефтена-сыщенная	Средние значение, м	6,5	4,1				4,9
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,015	0,466				0,279
	Интервал изменения, м	5,7-7,6	1,1-8,0				1,1-8,0
IV-J_2							
Общая	Средние значение, м	8,2	10,5				8,6
	Коэффициент вариации, д. ед.	0,121	0,001				0,1
	Интервал изменения, м	3,0-11,7	10,2-10,8				3,0-11,7
Эффек-тивная	Средние значение, м	4,6	6				4,8
	Коэффициент вариации, д. ед.	0,061	0,044				0,07
	Интервал изменения, м	3,0-7,0	4,7-7,2				3,0-7,2
Нефтена-сыщенная	Средние значение, м	4,6	1,9				4,1
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,061	0,088				0,132
	Интервал изменения, м	3,0-7,0	1,3-2,4				1,3-7,0
V-J_2							
Общая	Средние значение, м		22,4				22,4
	Коэффициент вариации, д. ед.		0,087				0,087

	Интервал изменения, м		13,8-37,5				13,8-37,5
Эффек-тивная	Средние значение, м		15,4				15,4
	Коэффициент вариации, д. ед.		0,295				0,295
	Интервал изменения, м		4,6-26,0				4,6-26,0
Нефтена-сыщенная	Средние значение, м		8,2				8,2
	Коэффициент вариации, д.ед.		0,548				0,548
	Интервал изменения, м		2,2-19,8				2,2-19,8

На Юго-восточном поле Восточного крыла средняя общая толщина продуктивных залежей РТ-0 и РТ следующие: РТ-0 равна 3,8 м и РТ – 54,9 м (таблица 1.51).

Эффективная толщина в скважинах определялась как сумма эффективных толщин всех выделенных коллекторов, она всегда меньше общей толщины, так как при определении эффективной толщины из общей толщины вычитались плотные и глинистые прослои. Среднее значение эффективной толщины составляет 3,4 м (залежь РТ-0) и 26,3 м (залежь РТ).

Средние значения нефтенасыщенных толщин практически всегда меньше эффективной толщины. Средняя нефтенасыщенная толщина равна 5,8 м залежи РТ. Средняя газонасыщенная толщина равна 3,4 м (залежь РТ-0) и 15,1 м (залежь РТ).

На Южном поле Восточного крыла средняя общая толщина триасовой продуктивной залежи равна 23,0 м (таблица 1.51).

Эффективная толщина в скважинах определялась как сумма эффективных толщин всех выделенных коллекторов, она всегда меньше общей толщины, так как при определении эффективной толщины из общей толщины вычитались плотные и глинистые прослои. Среднее значение эффективной толщины составляет 10,4 м.

Средние значения нефтенасыщенных толщин практически всегда меньше эффективной толщины. Средняя нефтенасыщенная толщина равна 1,6 м. Средняя газонасыщенная толщина равна 3,5 м.

В Южном крыле средние общие толщины аптских и неокомских продуктивных залежей следующие: $К_1$а-I-А равна 6,2 м, $К_1$а-I-Б-1 – 6,3 м, $К_1$а-I-Б-2 – 6,5 м, $К_1$а-II – 18,3 м, Ne-I-А – 3,8 м, Ne-I-Б – 4,7 м (таблица 1.8.3.2).

Эффективная толщина в скважинах определялась как сумма эффективных толщин всех выделенных коллекторов, она всегда меньше общей толщины, так как при определении эффективной толщины из общей толщины вычитались плотные и глинистые прослои. Колебания средних значений эффективных толщин на Южном крыле составляют от 2,4 м (залежь Ne-I-А) до 10,2 м (залежь $К_1$а-II).

Средние значения нефтенасыщенных толщин практически всегда меньше эффективной толщины. Максимальная средняя нефтенасыщенная толщина равная 6,3 м отмечается у залежи $К_1$а-II, а наименьшая средняя нефтенасыщенная толщина имеет залежь Ne-I-А равная 2,4 м.

Средние значения газонасыщенных толщин по залежам Южного крыла изменяются в пределах от 2,6 до 3,1 м (таблица 1.8.3.2).

В Северо–западном крыле средняя общая толщина аптской продуктивной залежи равна 10,3 м. В среднеюрских залежах общие толщины II-J_2-5,6 м, III-J_2–14,8 м, IV-J_2 9 м, V-J_2-20,6 м.

Средние значения общих толщин по залежам Северо–западного крыла изменяются в пределах от 7,6 до 22,4 м (таблица 1.8.3.2).

Эффективная толщина в скважинах определялась как сумма эффективных толщин всех выделенных коллекторов, она всегда меньше общей толщины, так как при определении эффективной толщины из общей толщины вычитались плотные и глинистые прослои. Колебания средних значений эффективных толщин в Северо–западном крыле составляют от 4,1 м (залежь II-J_2) до 15,4 м (залежь V-J_2).

Средние значения нефтенасыщенных толщин практически всегда меньше эффективной толщины. Максимальная средняя нефтенасыщенная толщина равная 8,4 м отмечается у залежи $К_1$а. Наименьшую среднюю нефтенасыщенную толщину имеет залежь II-J_2 равная 3,5 м.

Наряду с достаточно уверенной корреляцией горизонтов, есть отличия пластов внутри установленных в горизонтах. Эти отличия связаны с характером распространения, расчлененностью и песчанистостью разреза.

Средний коэффициент расчлененности по всем залежам Восточного крыла изменяются от 1,380 залежи II-J_2 до 6,383 залежь VI-J_2.

Коэффициент песчанистости, характеризующий долю коллектора в выделенном пласте практически по всем залежам Восточного крыла изменяется от 0,557 РТ – III до 0,844 залежь II – J_2.

Средний коэффициент расчлененности по залежам Южного поля Восточного крыла составляют 4,500 залежь РТ и 1,0 залежь РТ-0.

Коэффициент песчанистости, характеризующий долю коллектора в выделенном пласте практически по залежам Южного поля Восточного крыла составляют 0,432 залежь РТ и 0,895 залежь РТ-0.

Средний коэффициент расчлененности по залежи РТ Южного поляе Восточного крыла составляет 4,500.

Коэффициент песчанистости, характеризующий долю коллектора в выделенном пласте практически по залежи РТ Южного поля Восточного крыла составляет 0,432.

Средний коэффициент расчлененности по всем залежам Южного крыла составляют 1,714 залежь $К_1$а-I-Б-2 до 4,107 залежь $К_1$а-II.

Коэффициент песчанистости, характеризующий долю коллектора в выделенном пласте практически по всем залежам Южного крыла составляют 0,571 залежь $К_1$а-II и 0,80 залежь Ne-I-А.

Средний коэффициент расчлененности по всем залежам Северо-западного крыла изменяются от 1,833 залежь II – J_2 до 3,899 залежь III – J_2.

Коэффициент песчанистости, характеризующий долю коллектора в выделенном пласте практически по всем залежам Северо-западного крыла изменяется от 0,471 залежь III – J_2 до 0,690 залежи II – J_2.

В таблице 1.8.3.3 приведены статистические показатели характеристик неоднородности залежей по горизонтам.

Таблица 1.8.3.3 – Месторождение Матин. Статистические показатели характеристик неоднородности горизонтов

Крыло	Горизонт	Количество скважин, используемых для определения	Коэффициент песчанистости, доли ед.			Коэффициент расчлененности, д.ед.			Коэф. распространения, д.ед.
			Среднее значение	коэф. вариации	интервал изменения	Среднее значение	коэф. вариации	интервал изменения	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Восточ-ное крыло	Ne-I	51	0,646	0,253	0,3-1,0	2,686	0,253	1,0-7,0	0,947
	Ne-II	77	0,627	0,069	0,3-1,0	3,117	0,163	1,0-7,0	0,989
	I-J_2	40	0,852	0,073	0,3-1,0	1,425	0,293	1,0-4,0	
	II-J_2	69	0,844	0,072	0,3-1,0	1,380	0,229	1,0-4,0	0,725
	III-J_2	61	0,638	0,084	0,2-1,0	2,459	0,215	1,0-8,0	1,0
	IV-J_2	63	0,678	0,155	0,3-1,0	1,853	0,156	1,0-3,0	0,962
	V-J_2	56	0,712	0,154	0,2-1,0	2,962	0,212	1,0-7,0	0,975
	VI-J_2	60	0,640	0,040	0,3-1,0	6,383	0,115	3,0-13,0	0,984
	PT-I	2	0,797	0,065	0,6-1,0	1,5	0,111	1,0-2,0	0,400
	PT-II	7	0,569	0,089	0,3-0,8	3,286	0,336	1,0-6,0	0,769
	PT-III	8	0,557	0,114	0,3-1,0	3,125	0,190	1,0-5,0	0,846
Юго-восточное поле Восточного крыла	PT-0	1	0,895			1,0			0,333
	PT	3	0,488	0,151	0,3-0,8	7,667	0,026	6,0-9,0	1,0
Южное поле Восточного крыла	PT	2	0,432	0,050	0,3-0,5	4,5	0,111	3,0-6,0	1,0
Южное крыло	K_1a-I-A	14	0,766	0,117	0,3-1,0	1,714	0,215	1,0-3,0	0,417
	K_1a-I-Б-1	24	0,667	0,145	0,3-1,0	1,958	0,184	1,0-4,0	0,649
	K_1a-I-Б-2	21	0,712	0,109	0,3-1,0	1,714	0,134	1,0-3,0	0,611
	K_1a-II	28	0,571	0,197	0,1-1,0	4,107	0,285	1,0-10,0	0,917
	Ne-I-A	5	0,800	0,107	0,4-1,0	2,0	0,200	1,0-3,0	0,727
	Ne-I-Б	11	0,747	0,012	0,2-1,0	2,0	0,014	1,0-3,0	0,727
Северо-Западное крыло	K_1a	8	0,671	0,108	0,3-1,0	3,375	0,108	1,0-6,0	1,0
	II-J_2	10	0,690	0,131	0,3-1,0	1,833	0,190	1,0-4,0	0,706
	III-J_2	9	0,471	0,085	0,3-0,7	3,889	0,109	2,0-6,0	0,882
	IV-J_2	11	0,608	0,108	0,4-1,0	2,364	0,107	1,0-4,0	0,941
	V-J_2	9	0,641	0,141	0,3-1,0	3,333	0,220	1,0-5,0	0,941

1.8.3.3. Свойства и состав нефти, газа и воды

Физико-химические свойства нефти в пластовых условиях

Всего на месторождении количество глубинных проб нефти составило 45 проб из 27 скважин. Отбором проб охвачены почти все залежи, не исследованы лишь нефти аптского горизонта Северо-западного крыла и на Восточном крыле – I-неокомского и IV-среднеюрского горизонтов.

Свойства пластовой нефти по залежам приведены в таблице 1.8.3.4.

По Южному крылу всего отобрано 12 глубинных проб из 7-ми скважин.

Залежи I-аптского и II-аптского горизонтов являются газонефтяными, в этих условиях давление насыщения (Рнас) на газонефтяном контакте должно быть равным пластовому давлению (Рпл). По I-аптскому горизонту, пачке Б, отобрано 6 проб из скважин 6, 210, 301, 359, по II-аптскому горизонту – 6 проб из скважин 315, 1М и 16М. Из них по пробам из скважин 6, 301 и 315 давление насыщения оказалось значительно ниже, чем пластовое давление (0,65-1,96 МПа при Рпл 4,50-5,92 МПа). Такие результаты исследований могут быть связаны со сложностью отбора качественных проб при условии Рнас=Рпл, так как давление в месте отбора глубинных проб (на 44-80 м выше верхних отверстий перфорации) ниже пластового давления, и вследствие разгазирования газосодержание отобранных глубинных проб не соответствует газосодержанию пластовой нефти. По данной причине эти пробы были отбракованы.

Проба из скважины 210 отличается резко завышенным газосодержанием (61,47 $м^3$/т). Кроме того, при ее отборе зафиксировано пластовое давление, равное 2,80 МПа, которое не отражает настоящее пластовое давление. Данная проба также была отбракована.

По I – аптскому горизонту, пачке Б свойства пластовой нефти определены по результатам исследований глубинной пробы из скважины 359, интервала 574 – 579 м. Газосодержание составило 10,16 $м^3$/т, давление насыщения – 3,20 МПа. Объемный коэффициент составил 1,02. Плотность и вязкость нефти в пластовых условиях составляет 0,8681 г/см3 и 47,29 мПа*с соответственно.

В среднем по II-аптскому горизонту газосодержание составило 22,65 м3/т, давление насыщения – 4,12 МПа. Объемный коэффициент в среднем составил 1,044. В пластовых условиях нефть обладает повышенной плотностью (0,8587 г/$см^3$) и вязкостью (27,31 мПа*с).

Таблица 1.8.3.4 – Свойства пластовой нефти

№№ скв.	Горизонт	Блок	Интервал перфорации, м	№ пробы	Глуб. отбора, м	Дата отбора	Пластовое давление, МПа	Пласто-вая температура, °С	Давление насыщения, МПа	Газосодержание		Объемный коэффициент, д.ед.	Усадка нефти, %	Плотность, г/см³		Вязкость, мПа·с		Коэффициент сжимаемости, *10⁻⁴, 1/МПа	Коэффициент растворимости, м³/м³*МПа	Удельный вес газа, г/л (по воздуху)	Молекулярная масса
										м³/м³	м³/т			в пластовых условиях	в дегазированном состоянии при 20°С	в пластовых условиях	в дегазированном состоянии при 50°С				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
Южное крыло																					
301*	K_1a -I-Б	I	580-582,5	1	500	12.05.2011	4,50	27	0,65	3,48	3,91	1,011	1,09	0,8768	0,8842	40,74		18,50	5,35	0,607	287
				2	500		4,50	27	0,69	3,93	4,45	1,012	1,14	0,8756	0,8828	40,74		19,83	5,70	0,600	287
				Среднее			**4,50**	**27**	**0,67**	**3,71**	**4,18**	**1,011**	**1,12**	**0,8762**	**0,8835**	**40,74**		**19,17**	**5,52**	**0,604**	**287**
6*	K_1a -I-Б	I	580-590	1		22.12.1987	5,92	27	1,96	4,40	5,10	1,040	3,85	0,8331	0,8631			16,20	2,25	0,769	
210*	K_1a -I-Б	I	573-576	1		23.11.2007	2,80	27	2,48	54,07	61,47	1,111	10,00	0,8289	0,8796	11,10		84,98	21,80	0,635	276
359	K_1a -I-Б	II	574-579	1	500	27.12.2021	5,50	26	3,1												
				2	500		5,50	26	3,2	8,90	10,16	1,020	1,96	0,8681	0,8763	47,29		4,10	2,80	0,612	
			Среднее				**5,50**	**26,00**	**3,20**	**8,90**	**10,16**	**1,02**	**1,96**	**0,87**	**0,88**	**47,29**		**4,10**	**2,80**	**0,612**	
Среднее значение по I, Б-аптскому горизонту							**5,50**	**26,00**	**3,20**	**8,90**	**10,16**	**1,02**	**1,96**	**0,87**	**0,88**	**47,29**		**4,10**	**2,80**	**0,612**	
315*	K_1a -II	III	594-597	1	550	13.05.2011	5,57	27	0,84	12,07	13,77	1,036	3,44	0,8547	0,8763	30,43		33,62	14,37	0,611	276
				2	550		5,57	27	0,82	11,55	13,18	1,033	3,23	0,8568	0,8765	30,43		33,17	14,08	0,636	276
				Среднее			**5,57**	**27**	**0,83**	**11,81**	**13,48**	**1,034**	**3,34**	**0,8558**	**0,8764**	**30,43**		**33,40**	**14,23**	**0,624**	**276**
1М	K_1a -II	III	588-591	1	550	03.06.2009	6,29	27	3,17	16,42	18,76	1,038	3,66	0,8557	0,8751	20,21		18,77	5,18	0,652	275
				2			6,29	27	3,20	17,63	20,12	1,041	3,94	0,8549	0,8764	20,21		19,14	5,51	0,639	275
				Среднее			**6,29**	**27**	**3,19**	**17,03**	**19,44**	**1,040**	**3,8**	**0,8553**	**0,8758**	**20,21**		**18,96**	**5,35**	**0,646**	**275**
16М	K_1a -II	II	591-593	1	500	11.12.2016	6,09	27	5,00	22,52	25,42	1,047	4,49	0,8640	0,8860	36,38		23,82	4,50	0,687	336
				2			6,09	27	5,10	23,28	26,30	1,049	4,69	0,8600	0,8850	32,46		25,36	4,56	0,617	336
				Среднее			**6,09**	**27**	**5,05**	**22,90**	**25,86**	**1,048**	**4,59**	**0,8620**	**0,8855**	**34,42**		**24,59**	**4,53**	**0,652**	**336**
Среднее значение по K_1a -II							**6,19**	**27**	**4,12**	**19,97**	**22,65**	**1,044**	**4,20**	**0,8587**	**0,8807**	**27,31**		**21,78**	**4,94**	**0,649**	**306**
Северо-западное крыло																					
9	II-J_2		880-888	1		5.01.88.	8,91	35	1,62	4,4	5	1,036	3,49	0,8390	0,8659	6,37		10,3	2,72	0,789	
Среднее значение по II-J_2							**8,91**	**35**	**1,62**	**4,4**	**5**	**1,036**	**3,49**	**0,8390**	**0,8659**	**6,37**		**10,3**	**2,72**	**0,789**	
9	III-J_2		906-912	1		24-12.87.	8,77	36	2,45	7	8,2	1,041	3,94	0,8348	0,8635	6,45		10,1	2,86	0,794	
303*	III+IV-J_2		914,5-919,0	1	800	09.10.2011	6,72	38,41	2,18	8,97	10,38	1,0374	3,6	0,8394	0,8642	12,7		26,16	4,11	0,613	253
			929,0-931,5	2	800		6,72	38,41	2,2	9,04	10,45	1,039	3,75	0,8392	0,8653	12,7		26,5	4,11	0,61	253
Среднее							**6,72**	**38,41**	**2,19**	**9,005**	**10,415**	**1,0382**	**3,675**	**0,8393**	**0,86475**	**12,7**		**26,33**	**4,11**	**0,6115**	**253**
Среднее значение по III-J_2							**8,77**	**36**	**2,45**	**7**	**8,2**	**1,041**	**3,94**	**0,8348**	**0,8635**	**6,45**		**10,1**	**2,86**	**0,794**	
303*	III+IV-J_2		914,5-919,0	1	800	09.10.2011	6,72	38,41	2,18	8,97	10,38	1,0374	3,6	0,8394	0,8642	12,7		26,16	4,11	0,613	253
			929,0-931,5	2	800		6,72	38,41	2,2	9,04	10,45	1,039	3,75	0,8392	0,8653	12,7		26,5	4,11	0,610	253
Среднее							**6,72**	**38,41**	**2,19**	**9,005**	**10,415**	**1,0382**	**3,675**	**0,8393**	**0,86475**	**12,7**		**26,33**	**4,11**	**0,612**	**253**
9	IV-J_2		921-930	1		17.12.1987	10,18	38	2,48	6	7,2	1,039	3,77	0,8393	0,8683	4,17		22	2,9	0,794	
Среднее значение по IV-J_2							**10,18**	**38**	**2,48**	**6**	**7,2**	**1,039**	**3,77**	**0,8393**	**0,8683**	**4,17**		**22**	**2,9**	**0,794**	
145	V-J_2		940-944	1	900	05.2000 г.	10,62	38	4,2	15,1	17,5	1,071	6,64	0,8186	0,8767	10,06		67,4	3,6		
Среднее значение по V-J2							**10,62**	**38**	**4,2**	**15,1**	**17,5**	**1,071**	**6,64**	**0,8186**	**0,8767**	**10,06**		**67,4**	**3,6**		
Восточное крыло																					
104	Ne-II	IV	536-540	1	360	27.03.2003	4,95	27	3,3	25,5	29,2	1,19	13,04	0,7711*	0,8963	17,6		14,1	8		-
				1	500	23.11.2004	4,85	27	4,28	27,5	30,7	1,108	9,75	0,8269	0,8963	32,45		43,3	6,4		345
335*	Ne-II	IV	536-539	1	495	11.12.2016	4,9	29	3,95	16,81	18,72	1,036	3,46	0,882	0,898	56,69		23,48	4,25	0,771	341
			541,5-542,5	2			4,9	29	3,93	16,77	18,68	1,034	3,3	0,881	0,898	57,85		25,83	4,27	0,646	341
				Среднее			**4,9**	**29**	**3,94**	**16,79**	**18,7**	**1,035**	**3,38**	**0,8815**	**0,898**	**57,27**		**24,66**	**4,26**	**0,709**	**341**
Среднее значение по Ne-II							**4,9**	**27**	**3,79**	**26,5**	**29,95**	**1,149**	**11,4**	**0,8269**	**0,8963**	**25,03**		**28,7**	**7,2**		**345**
1	I-J_2		610-614	1		27.07.1986	6,21	27	1,37	4,35	5	1,0289	2,8	0,8462	0,8671	6,303		5,3	3,18	0,843	
237*	I-J_2		604-605 643,5-645 627-628	1		27.11.2007	2,95	27	2,5	46	52,3	1,109	9,98	0,8292	0,8801	11,18		85,02	18,4	0,641	276
Среднее значение по I-J_2							**6,21**	**27**	**1,37**	**4,35**	**5**	**1,0289**	**2,8**	**0,8462**	**0,8671**	**6,303**		**5,3**	**3,18**	**0,843**	
1	II-J_2		628-633	1		08.07.1986	6,61	30	2,11	6,89	7,84	1,046	4,41	0,845	0,878	7,4		20,9	3,26	0,795	
2	II-J_2		629-633	1		24.01.1987	6,02	33	1,91	4,76	5,44	1,0677	6,34	0,8244	0,876	11,32		18,5	2,49	0,859	
29	II-J_2		618-620	1		23.04.1990	4,31	30	2,5	12,7	14,51	1,2048	17	0,73	0,8757	8,51			5,08	0,765	
115	II-J_2		625-627	1		14.06.1998	5,61	36	2,4	9,75	11,12	1,1425	12,47	0,7739	0,8771	8,15		30,34	4,06	0,727	
Среднее значение по II-J_2							**5,6375**	**32,25**	**2,23**	**8,525**	**9,7275**	**1,11525**	**10,055**	**0,79333**	**0,8767**	**8,845**		**23,2467**	**3,7225**	**0,7865**	

127	III-J_2		632-635	1	500	30.03.2003	6,2	32,1	1,7	13,4	19,7	1,059	5,59	0,8219	0,8735	16,01		7	7,9		
1	III-J_2		645-650	1		02.06.1986	6,69	25	2,01	8,1	9,21	1,0628	5,91	0,834	0,8804			20,8	4,03	0,777	
2	III-J_2		648-653	1		20.12.1986	7,18	33	3,38	17,22	19,67	1,0409	3,92	0,8548	0,8752	11,54		57,6	15,09	0,851	
29	III-J_2		638-644	1		18.04.1990	6,21	32	2,1	9,25	10,6	1,0806	7,46	0,8141	0,8727			15,42	4,405	0,776	
Среднее значение по III-J_2							**6,57**	**30,525**	**2,2975**	**11,9925**	**14,795**	**1,06083**	**5,72**	**0,8312**	**0,87545**	**13,775**		**25,205**	**7,85625**	**0,80133**	
2	V-J_2		678-681	1		03.12.1986	6,94	35	2,16	5,59	6,34	1,0066	0,66	0,8409	0,8797	10,2		0,1	2,59	0,784	
29	V-J_2		667-680	1		23.02.90 12.03.90	7,2	32	2,6	13,7	15,6	1,1121	10,08	0,7956	0,8749	4,96		29,3	5,26	0,746	
30	V-J_2		670-677	1		17.04.90 15.05.90	5,83	33	2,1	10,5	15,7	1,0941	8,6	0,8046	0,8724	5,45		28,8	5	0,76	
109	V-J_2		663-674	1		10.01.1998	6,92	31	3,2	14,3	16,4	1,0964	8,79	0,8083	0,8758	11,74		12,3	4,46	0,779	
201	V-J_2		665-670	1	390	15.02.2003	6,85	32,1	3,51	21,4	24,5	1,14	12,46	0,7817	0,8724	18,3		27,9	5,4	0,693	
Среднее значение по V-J_2							**6,748**	**32,62**	**2,714**	**13,098**	**15,708**	**1,08984**	**8,118**	**0,80622**	**0,87504**	**10,13**		**19,68**	**4,542**	**0,7524**	
112	VI-J_2		716-719	1	-	30.03.2003	7,41	33,6	3,86	13,2	15	1,03	2,9	0,8657	0,8806	13,43		9,6	3,42		340
246	VI-J_2		714-718	1	-	30.03.2003	8,5	32,7	3,1	10,4	12,7	1,025	2,4	0,8553	0,8701	15,27		9,3	3,4		334
Среднее значение по VI-J_2							**7,96**	**33,15**	**3,48**	**11,8**	**13,85**	**1,0275**	**2,65**	**0,8605**	**0,8754**	**14,35**		**9,45**	**3,41**		**337**
6М	РТ-II+III		1087-1088	1	850	11.10.2011	9,64	44,62	8,7	66,56	82,96	1,1934	16,2	0,7187	0,8023	0,797		28,93	7,65	0,691	172
			1089-1092 1099-1101	2	850		9,64	44,62	8,62	65,72	81,96	1,1931	16,18	0,7183	0,8019	0,797		28,33	7,62	0,696	172
Среднее значение по РТ-II+III							**9,64**	**44,62**	**8,66**	**66,14**	**82,46**	**1,1933**	**16,19**	**0,7185**	**0,8021**	**0,8**		**28,63**	**7,64**	**0,6935**	**172**
2М	РТ -III		1059-1062 (газ)	1	1024	19.08.2009	6,8	41,73	5,75	76,41	95,27	1,216	17,76	0,7305	0,802	0,749		31,49	13,29	0,937	166
			1067-1070 (газ)																		
			1072-1076																		
8М	РТ-III		1077-1090	1	900	20.01.2010	8,67	42,4	5,16	63,06	79,9	1,217	17,83	0,7323	0,7892	0,766		27,95	12,22	1,077	162
				2	900		8,67	42,4	5,49	68,12	86,37	1,218	17,9	0,7311	0,7887	0,766		28,02	12,41	1,087	162
Среднее							**8,67**	**42,4**	**5,325**	**65,59**	**83,135**	**1,2175**	**17,865**	**0,7317**	**0,78895**	**0,766**		**27,985**	**12,315**	**1,082**	**162**
Среднее значение по РТ-III							**7,735**	**42,1**	**5,5375**	**71**	**89,2025**	**1,21675**	**17,8125**	**0,7311**	**0,795475**	**0,76**		**29,7375**	**12,8025**	**1,0095**	**164**
Юго-Восточное поле Восточного крыла																					
11М	РТ		1225-1227,5	1	1180	08.04.2014	12,76	44,7	11,75	129,51	167,02	1,305	23,38	0,6931	0,7754	0,49		32,33	11,02	0,828	
				2			12,76	44,7	11,7	117,49	151,42	1,291	22,53	0,6937	0,7759	0,49		31,33	10,04	0,845	
Среднее значение по залежи РТ							**12,76**	**44,7**	**11,73**	**123,5**	**159,22**	**1,298**	**22,96**	**0,6934**	**0,7757**	**0,49**		**32,02**	**10,53**	**0,837**	

Примечание:

*1. * - отбракованная проба;*

По залежам Северо-Западного крыла всего исследовано 6 проб из 3-х скважин. Получены характеристики пластовой нефти по среднеюрским горизонтам II-J_2, III-J_2, IV-J_2, V-J_2. По данным исследований нефть недонасыщена газом - газосодержание в среднем по залежам изменяется в пределах 5,0-17,5 м^3/т, а давление насыщения – в пределах 1,62-4,20 МПа при пластовых давлениях на глубине отбора проб, равных 7,75-10,62. При этом наиболее низким газосодержанием обладает нефть горизонта II-J_2, а наиболее высоким – нефть горизонта V-J_2. Плотность и вязкость нефти в пластовых условиях также увеличиваются вниз по разрезу и изменяются в пределах 0,8186-0,8393 г/см^3 и 6,37-10,06 мПа*с соответственно.

По Восточному крылу отобрано 26 глубинных проб из 16-ти скважин, при этом основной объем проб приходится на среднеюрские горизонты.

По залежи II неокомского горизонта отобраны четыре пробы из скважин 104 и 335. Обе скважины находятся в блоке IV. Пробы из скважины 335 были отбракованы из-за более низкого газосодержания, чем по двум пробам из скважины 104, отобранным ранее в разные периоды времени.

В целом нефть II неокомского горизонта обладает газосодержанием, равным 29,95 м^3/т, давление насыщения составило 3,79 МПа при пластовом давлении 4,90 МПа, объемный коэффициент – 1,149. Плотность и вязкость в пластовых условиях составили 0,8269 г/см^3 и 25,03 мПа*с соответственно.

Нефти среднеюрских горизонтов Восточного крыла схожи по свойствам с нефтями среднеюрских горизонтов Северо-Западного крыла. Здесь так же наблюдается увеличение газосодержания вниз по разрезу, остальные параметры, зависящие от газосодержания, соответственно меняются в зависимости от глубины залегания нефтенасыщенных пластов. Недонасыщенность нефти газом меньше, чем по Северо-Западному крылу. Давление насыщения изменяется в пределах 1,37-3,4 МПа при пластовых давлениях 5,64-7,96 МПа. Газосодержание составило 5,0-15,7 м3/т. Плотность пластовой нефти по пробам колеблется в пределах 0,7933-0,8605 г/см^3, вязкость – 6,30-14,35 мПа*с.

Наибольшим количеством проб охвачены горизонты II-J_2, III-J_2 и V-J_2, по каждому из них отобрано по 4-5 проб, что позволяет проследить изменение свойств нефти и по площади залежей. По всем залежам наблюдается увеличение газосодержания от пониженных частей залежей к присводовым. Так как все три залежи нефтегазовые, возрастание газосодержания нефти по направлению к газонефтяному контакту является вполне закономерным.

По пермотриасовым горизонтам пробы отобраны совместно по залежам PT-II и PT-III, а также отдельно по залежи PT-III. Нефти пермотриасовых горизонтов отличаются от нефтей юрских горизонтов значительно более высоким газосодержанием, равным 82,46 м3/т и 89,20 м^3/т соответственно при давлениях насыщения 8,66 МПа и 5,54 МПа. При этом среднее газосодержание несколько выше по пробам, отобранным отдельно по горизонту PT-III.

Плотность составила 0,7185 кг/м^3 и 0,7311 кг/м^3 соответственно, вязкость - 0,80 мПа*с и 0,76 мПа*с. Как видно, вследствие высокого газосодержания и высокой пластовой температуры (42-45^{o}C) нефть обладает хорошими фильтрационными свойствами.

По Юго-Восточному полю Восточного крыла свойства пластовой нефти определены по результатам исследований двух глубинных проб из скважины 11М, интервала 1225-1227,5 м (пермотриасовый горизонт). Полученные параметры пластовой нефти по обеим пробам имеют хорошую сходимость. Нефть обладает высоким газосодержанием – в среднем по двум пробам 159,22 м^3/т при давлении насыщения 11,73 МПа. Следовательно, при пластовом давлении 12,76 МПа, нефть по пробам практически полностью насыщена газом. Это подтверждается тем, что залежь по данным опробования – газонефтяная. Кроме того, при опробовании скважины 11М в интервале 1225-1227,5 м фонтанным методом были получены высокие газовые факторы от 145 м^3/т на 5 мм штуцере до 210 м^3/т на 12 мм штуцере. Объемный коэффициент по пробам составил 1,298. Плотность пластовой нефти равна 0,6934 г/см^3, вязкость – 0,49 мПа*с. Как видно, вследствие высокого газосодержания и высокой пластовой температуры нефть в пластовых условиях обладает хорошими фильтрационными свойствами – ее вязкость ниже вязкости пластовой воды при пластовой температуре (расчетное значение – 0,9 мПа*с).

Физико-химические свойства нефти в поверхностных условиях

На месторождении отобраны 130 поверхностных проб нефти, из них на Южном крыле 25 пробы, на Северо – Западном крыле – 14 проб, на Восточном крыле – 86 проб, на Южном поле Восточного крыла – 1 проба, на Юго – восточном поле Восточного крыла – 3 пробы, и 1 проба отобрана на расширенной территории.

Результаты физико-химических свойств нефти в поверхностных условиях и их фракционный состав приведены в таблице 1.8.3.5. В процессе анализа нефти в поверхностных условиях были определены основные ее параметры: плотность, вязкость, температура вспышки и застывания, фракционный состав, содержание парафина, серы, смол и другие.

Таблица 1.8.3.5 – Свойства и фракционный состав разгазированной нефти

№№ скв.	Горизонт	Интервал перфорации, м	Место отбо-ра проб	Дата отбора	Плотность при 20°С, г/см³	Вязкость кинематическая, мм²/с при °С						Вязкость динамическая, мПа*с при 20°С	Температура, °С		Содержание, % масс				Молек. масса, г/моль	Выход фракций, % об., до температуры, °С						
						0	10	20	30	40	50		вспышки в закр тигле	застывания	парафина	смол	асфальтенов	общая сера		начало кипения	100	150	200	250	300	350
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27
Южное крыло																										
16М	$К_1$а-I-А	554,5-556	устье	2016 г.	0,883			93,92	55,14	35,58	24,23		72	ниже -20	3,87	5,81	отс	0,18	259	230				5	28	
345	$К_1$а-I-А+Б	549,5-550,5 563,5-564,5		10.08.2022 г.	0,894			105,41	61,44	38,43	25,79	94,18	85	-31	4,91	7,21	отс	0,23	325					7,3	21	
Среднее значение $К_1$а-I-А					**0,888**			**99,67**	**58,29**	**37,01**	**25,01**	**94,18**	**78,5**	**-25**	**4,39**	**6,51**	отс	**0,21**	**292,16**					**6,15**	**24,5**	
6	$К_1$а-I-Б	580-590	устье	1987 г	0,883			72,86			18,9	64,34	50	-48		6,9	отс	0,3		190					26	
			устье	1988 г	0,882	272,9	131,2	72,86	43,7	27,14	19,1	64,23	54	ниже-16				0,19		196					28	
			глуб	22.12.1987	0,863																					
			среднее		**0,876**	**272,9**	**131,2**	**72,86**	**43,7**	**27,14**	**19**	**64,28**	**52**	**-32**		**6,9**	**отс**	**0,25**		**193**					**27**	
210	$К_1$а-I-Б	573-576	глуб	23.11.2007	0,88	304,9	135,6	70,82	42,4	27,88	19,17	62,29	48	ниже-20	0,59	7,6	отс	0,19							29	
301	$К_1$а-I-Б	580-582,5	глуб	12.05.2011	0,883		124,23	69,13	41,61	26,91	18,59	61,03	42	-45	1,02	10,24	отс	0,18		220					22	
339	$К_1$а-I-Б	575-580	устье	16.11.2017	0,883			66,99	41,4	26,43	18,61	59,12	97	-34	3,81	3,85	отс	0,18	297,65	208				10,5	30	
319	$К_1$а-I-Б	572-573,5		22.09.2019	0,882			67,97	41,41	26,8	19,22	59,96	70	-37	5,27	5,97	отс.	0,19	308,94	201				8,5	26	
359	$К_1$а-I-Б	574-579		22.11.2021	0,877			68,5			17,5	60,1		-44	0,4		отс	0,4								
Среднее значение по $К_1$а-I-Б					**0,88**	**288,9**	**130,34**	**69,38**	**42,1**	**27,03**	**18,68**	**61,13**	**61,8**	**-35**	**2,22**	**6,91**	**отс**	**0,23**	**303,295**	**205,5**				**10**	**27**	
1М	$К_1$а-II	588-591	глуб	03.06.2009г	0,875	208,04	97,18	52,75	32,68	21,69	15,49	46,16	69	ниже-19	1,25	6,65	отс	0,15		215			0		27	
302*	$К_1$а-II	586-591	устье	30.09.2013	0,898		131,19	80,47	43,73	28,26	19,67	72,28	118	ниже -40	1,2	6,43	0,07	0,1524	198				10*		29	50
313	$К_1$а-II	594-597		20.10.2011	0,879		109,67	61,94	37,33	24,48	16,99	54,43	51	-47	1,08	6,69	отс	0,16		195					24	
315	$К_1$а-II	594-597	глуб	13.05.2011	0,876		117,26	64,55	37,82	24,7	17,14	56,57	40	-47	1,54	9,37	отс	0,16		214			0		26	
317	$К_1$а-II	592-595	устье	11.07.2012	0,877			62,24	37,86	25,03	17,65	54,61		ниже -20	3,18	4,96	отс	0,16	316						30	
319	$К_1$а-II	591-593	устье	30.09.2013	0,879		112,36	96,57	38,26	24,65	17,11	84,86	117,4	ниже -40	1	1,2	0,65	0,1537	196				5		26	47,5
320	$К_1$а-II	589-592,5 596-598	устье	30.09.2013	0,875		104,58	80,92	36,1	23,87	16,61	70,82	107	ниже -40	11,5*	3,5	0,548	0,1462	205				3		25	47
321*	$К_1$а-II	588-590 590,5-596	устье	30.09.2013	0,905		104,77	65,29	42,51	27,08	18,69	59,07	129,3	-37	1,2	1,3	1,2	0,1403	212				7*		27	49
322	$К_1$а-II	595-598	устье	11.07.2012	0,878			61,92	37,69	24,98	16,88	54,33		ниже -20	3,78	4,28	следы	0,16	323						30	
323	$К_1$а-II	585-588		14.05.2014	0,878			66,92	34,81	23,35	16,47	58,74	95	ниже -20	4,08	6,48	отс	0,14		145					30	
326	$К_1$а-II	592,5-595	устье	24.11.2014	0,878			58,66	36,8	23,74	16,42	51,5	100	ниже -20	3,8	2,37	отс.	0,16		224	0	0	0	8	30	
16М	$К_1$а-II	591-593	глуб	11.12.2016	0,884		138,43	76,59	45,52	29,24	19,99	67,69	63	-53	1,05	9,41	отс	0,19		205			0	5	16	
			устье	19.11.2016	0,882			78,84	44,59	28,6	19,46		75	ниже -20	3,31	5,25	отс	0,17	256	228			0	5	26	
			среднее		**0,883**		**138,43**	**77,72**	**45,06**	**28,92**	**19,73**	**67,69**	**69**	**-37**	**2,18**	**7,33**	**отс**	**0,18**	**256,3**	**217**			**0**	**5**	**21**	
Среднее значение по горизонту $К_1$а-II					**0,878**	**208,04**	**113,25**	**68,43**	**37,44**	**24,54**	**17,09**	**59,98**	**81,05**	**-32**	**2,23**	**5,28**	**0,06**	**0,18**	**259,3**	**202**			**1**	**7**	**27**	**47**
318	Ne-I-А	622,5-624,5 626-628	устье	11.07.2012	0,874			49,14	30,27	20,76	14,73	42,93		ниже -20	3,18	3,96	отс	0,14	282,7						30	
360	Ne-I-Б	636-638 639-640,5		05.09.2022	0,879			57,41	34,88	23,74	16,16	50,44	75	-41	4,98	3,51	отс	0,15	296,1	220				8	24	
Северо-западное крыло																										
15	апт	668-673		27.04.1988	0,9006																					
327	апт	664-667		14.05.2014	0,9036			186,61	100,49	59,46	38,33	168,621	123	ниже -20	3,54	8,1	отс	0,26		165					27	
Среднее значение по апту					**0,9021**			**186,61**	**100,49**	**59,46**	**38,33**	**168,62**	**123**	**-20**	**3,54**	**8,1**	**отс**	**0,26**		**165**			**-**		**27**	**-**
9	II-J_2	880-888		1988	0,8661			40,33			12,7	34,93	25	ниже-16				0,17		185					30	
9	II-J_2	880-888	глуб	05.01.1988	0,8659																					
305	II-J_2	880-887	устье	11.10.2012	0,8648			35,36	22,97	16,35	11,98	30,58		ниже -20	4,3	3,2	следы	следы	266						34	
327	II-J_2	892-893,5 897-898	устье	22.09.2019	0,869			39,69	26,16	17,86	12,99	34,49	60	-42	6,69	4,85	отс	0,16	296,19	165			4	17	38	
Среднее значение по II-J2					**0,8665**			**38,46**			**12,56**	**33,33**	**25**	**-26**	**5,5**	**4,03**	**следы**	**0,17**		**175**			**-**		**34**	**-**
9	III-J_2	906-912		1988	0,8643	132,6	56,92	33,86	22,5	15,62	11,2	29,27	28					0,15		182					31,5	
9	III-J_2	906-912	глуб	24.12.1987	0,8635																					
139	III-J_2	913,6-915,1 916-917,5		31.10.2021	0,8654			29,6			11,2			-42	1,3		отс								29	
Среднее					**0,8639**																					

303	III+IV-J_2	914,5-919 929-931,5	глуб	09.10.2011	0,8631		64,38	39,09	24,5	17,08	11,81	33,74	45	-52	1,35		6,26	0,14		200					28	
Среднее значение по III-J2					**0,8635**	**132,6**	**60,65**	**34,18**	**23,5**	**16,35**	**11,4**	**31,5**	**37**	**-47**	**1,33**	**-**	**6,26**	**0,15**		**191**			**-**		**30**	**-**
9	IV-J_2	921-930		1988	0,8681	243,9	100,2	42,29	27,8	19,15	13,2	36,71	78	ниже -16		4,65	отс	0,16		200					29	
9	IV-J_2	921-930	глуб	17.12.1987	0,8683																					
Среднее					**0,8682**																					
303	III+IV-J_2	914,5-919 929-931,5		09.10.2011	0,8631		64,38	39,09	24,5	17,08	11,81	33,74	45	-52	1,35		6,26	0,14		200					28	
Среднее значение по IV-J2					**0,8657**	**243,9**	**82,29**	**40,69**	**26,15**	**18,12**	**12,51**	**35,23**	**62**	**-34**	**1,35**	**4,65**	**3,13**	**0,15**		**200**			**-**		**29**	**-**
9	V-J_2	936-955		1988	0,8689			43,78			13,2	38,04	21	-40				0,23		160					30	
145	V-J_2	940-944	глуб	05.2000 г.	0,8767																					
Среднее значение по V-J2					**0,8728**			**43,78**			**13,2**	**38,04**	**21**	**-40**	**-**	**-**	**-**	**0,23**		**160**			**-**		**30**	**-**
Восточное крыло																										
14	Ne-I	485-492		1988	0,8993	783,3	338,1	163,2	89,4	49,8	34,1	146,77	100	-49				0,09								
353Н	Ne-I+II	621-635 712-986		22.09.2019	0,901			181,67	102,18	60,17	38,77	163,68	115	-22	6,97		отс	0,27	343,97	232				4	20	
Среднее значение по Ne-I					**0,9002**	**783,3**	**338,1**	**172,435**	**95,79**	**54,985**	**36,435**	**155,2**	**107,5**	**-35,5**	**6,97**	**-**	**-**	**0,18**	**344**	**232**			**-**	**4**	**20**	**-**
19	Ne-II	538-539,5		22.09.2019	0,9006			161,54	94,4	55,46	35,65	145,48	113	-26	4,86		отс	0,26	342,58	230				5	20	
29*	Ne-II	532-549	устье	11.05.1987	0,8846			90,57			23,1	80,12	53					0,2		215					25	
29	Ne-II	532-537	устье	03.05.2018	0,8967			126,74	75,01	45,66	28,68	113,65	123	-21	5,4	6,52	0,01	0,24	307,18	211				9	26	
104	Ne-II	536-540	устье	01.09.2005	0,8969	638,1	292,7	143,4	48	41	29,43	128,62	88	-20	1,29	9,6	0,34	0,23		225					25	
			устье	23.11.2006	0,8976	488,8	210,5	108,2	61,44	38,51	24,76	97,12	91	ниже -20	1,36	9,7	0,38	0,23		215					23	
			глуб	27.03.2003	0,8963																					
			глуб	23.11.2004	0,8963																					
			среднее		**0,8968**	**563,45**	**251,6**	**125,8**	**54,72**	**39,76**	**27,1**	**112,87**	**90**	**-20**	**1,33**	**9,65**	**0,36**	**0,23**		**220**					**24**	
129	Ne-II	535-539	устье	14.03.2016	0,8979			150,95	85,83	51,66	33,25		78	ниже -20	3,63	6,67	отс	0,27	289	235				4	24	
235	Ne-II	538-541; 542-544	устье	30.11.2010	0,8931		296,76	165,58	93,27	57,31	39,37	147,88	49	ниже -20	1,07	10,45	отс	0,11		210					23	
311	Ne-II	532-534 541-542	устье	11.10.2012	0,8979			135,33	76,33	47,34	30,33	121,51		ниже -20	4,14	7,31	следы	0,26	351						26	
332	Ne-II	528-537,5	устье	24.07.2015	0,9002			144,74	83,62	48,55	31,73	130,29	116	ниже -20	4,13	6,16	отс	0,22		220				5,5	22	
			устье	03.05.2018	0,9041			268,45	135,83	78,96	49,58	242,71	104	-21	4,1	6,8	0,02	0,23	342,25	196			1	13	28	
			среднее		**0,9022**			**206,6**	**109,73**	**63,76**	**40,66**	**186,5**	**110**	**-21**	**4,12**	**6,48**	**0,02**	**0,23**	**342,25**	**208**			**1**	**9**	**25**	
333	Ne-II	534-538	устье	17.09.2015	0,9034			156,6	87,67	52,69	32,48	141,47	120	ниже -20	2,99	4,9	отс	0,22		225				5,5	22	
335	Ne-II	536-539 541,5-542,5	глуб	11.12.2016	0,8981		298,1	148,94	82,14	49,3	31,76	133,76	65	-51	0,98	12,32	отс	0,27		215				5	18	
			устье	21.10.2016	0,8977			139,72	79,75	47,34	31,07			ниже -20	3,77	7,66	отс	0,26	294	232				6	24	
			среднее		**0,8979**		**298,1**	**144,33**	**80,95**	**48,32**	**31,42**	**133,76**	**65**	**-36**	**2,38**	**9,99**	**отс**	**0,27**	**293,5**	**224**				**6**	**21**	
336	Ne-II	539,5-542 543-547	устье	03.05.2018	0,8943			113,73	69,56	43,01	27,01	101,71	115	-24	4,69	7,13	0,02	0,24	292,2	206				10	27	
341	Ne-II	541,5-544 546,5-547,5	устье	16.11.2017	0,8985			142,99	79,55	47,89	31,42	128,48	127	-32	3,79	5,95	отс	0,26	304,9	220				12	29	
342Н	Ne-II	758-924	устье	03.05.2018	0,9			147,14	82,02	49,76	32,86	132,43	113	-21	4,15	7,2	0,02	0,25	325,13	200				12	29	
343 Н	Ne-II	665-989		21.10.2022	0,901			139,46	79,06	47,58	30,6	125,65	89	-28	5,86	7,41	отс.	0,28	312,43	223				7,5	24	
350 Н	Ne-II	650-948		22.09.2019	0,9056			176,63			38,28	159,96	110	-23	3,33	7,04	отс.	0,28	332,21	228				7	20	
352	Ne-II	537-539,5 541-542,5	устье	03.05.2018	0,8977			138,35			30,85	124,2	104	-21	3,57	6,53	0,01	0,26	299,82	183			1,5	14	30	
353Н	Ne-I+II	621-635 712-986		22.09.2019	0,901			181,67	102,18	60,17	38,77	163,68	115	-22	6,97		отс	0,27	343,97	232				4	20	
354Н	Ne-II	810-857 861-941		21.10.2022	0,8998			171,58	92,58	56,77	35,34	154,39			3,12	7,12		0,28	313,21	233				4	19	
355 Н	Ne-II	620,19- 703,66 759-950,5		29.10.2021	0,9194			160			28	147,1		-30	0,4		отс	0,5*								
9М	Ne-II	535-547	устье	13.10.2014	0,8988			142,22	79,64	49,93	14,24	127,83		ниже -20	2,5	7,29	отс	0,26	331					2	24	
12М	Ne-II	540,5-542,5	устье	2016 г.	0,8986			168,2	96,93	58,24	38,09	127,83	80	ниже -20	3,68	6,83	отс	0,26	286	243				4	22	
13М	Ne-II	533-536 537,5-539	устье	17.11.2017	0,8984			142,62	76,77	47,43	31,22	128,13	121	-30	3,33	5,2	отс	0,26	309,49	230				8	30	
Среднее значение по горизонту Ne-II					**0,9**	**563,45**	**282,15**	**151,83**	**83,63**	**51,02**	**32**	**135,74**	**101**	**-23**	**3,52**	**7,2**	**0,029**	**0,25**	**314,6**	**219**			**1**	**7**	**24**	
1	I-J_2	610-614		11.08.1986	0,887	357,5	164	86,67	50,6	31,86	21,6	76,86		-37				0,16		196					23	

1	I-J_2	610-614		11.08.1986	0,886	376,5	172	89,48	50,1	32,23	21,8	79,24	52	-37				0,23		202					21	
1	I-J_2	610-614		27.07.1986	0,867																					
Среднее					**0,88**	**367**	**168**	**88,08**	**50,35**	**32,05**	**21,7**	**78,05**	**52**	**-37**	**-**	**-**	**-**	**0,2**		**199**			**-**		**22**	**-**
2	I-J_2	613-616		06.02.1987	0,876	188,7	88,69	49,9	38,2	20,95	14,5	43,72	40	-43				0,11		170					29	
128	I-J_2	595-598		01.04.2003	0,871												отс									
128	I-J_2	594,6-596,6		31.10.2021	0,903			72			16,1	65,04		-19	0,9		отс									
314	I-J_2	627-629 632-634	устье	11.07.2012	0,877			57,14	35,14	23,56	16,82	50,1		ниже -20	3,09	4,35	отс	0,16	308						30	
202	I-J_2	596-597 598,5-599,5 602-605		21.10.2022	0,88			55,49	35,39	23,55	16,51	48,81	70	-39	5,94	4,49	отс	0,17	218,38	170			5,5	14	27	
Среднее значение по I-J2					**0,881**	**277,85**	**128,35**	**64,52**	**39,77**	**25,03**	**17,13**	**57,15**	**46**	**-32**	**3,31**	**4,42**	**отс**	**0,16**		**180**			**5,5**	**14**	**19**	**-**
1	II-J_2	628-632		09.07.1986	0,883	273,7	126,7	62,11	37,8	23,45	16,9	54,84	44	-45	0,65	5,6		0,3		210					25	
1	II-J_2	628-632		30.07.1986	0,888			64,33			18	57,14	48					0,3		215					24	
Среднее					**0,886**	**273,7**	**126,7**	**63,22**	**37,8**	**23,45**	**17,45**	**55,99**	**46**	**-45**	**0,65**	**5,6**		**0,3**		**213**					**25**	
2	II-J_2	629-633		24.01.1987	0,88			62,32			16	54,87	48	-39	0,59			0,14		185					24	
2	II-J_2	629-633		24.01.1987	0,879	217	110,2	63,9	46	24,9	16,3	56,16	36	-45				0,2		190					23	
2	II-J_2	629-633		24.01.1987	0,878																					
Среднее					**0,879**	**217**	**110,2**	**63,11**	**46**	**24,9**	**16,15**	**55,51**	**42**	**-42**				**0,17**		**188**					**24**	
29	II-J_2	618-622		24.01.1987	0,878			57,6			16,2	50,57	56					0,13		195					21	
29	II-J_2	618-620		23.04.1990	0,876																					
Среднее					**0,877**			**57,6**			**16,2**	**50,57**	**56**					**0,13**		**195**					**21**	
115	II-J_2	625-627		98г.	0,877	199,6	104,8	59,5	38,7	26,9	16,7	52,18	35	ниже -20		5,6	отс	0,25		165					30	
115	II-J_2	625-627		14.06.1998	0,877																					
Среднее					**0,877**	**199,6**	**104,8**	**59,5**	**38,7**	**26,9**	**16,7**	**52,18**	**35**	**-20**		**5,6**	**отс**	**0,25**		**165**					**30**	
247	II-J_2	620-623		01.09.2005	0,875	193,3	105,2	59,68	36,91	24,09	16,54	52,22	38	-20	0,65	7,8	отс	0,19		178					33	
245	II-J_2	624,5-626	устье	15.11.2017	0,88			59,76	37,07	24,21	17,08	52,56	94	-39	1,71	4,26	отс	0,17	291,89	169			5	10,5	29	
Среднее значение по II-J2					**0,879**	**220,9**	**111,73**	**60,48**	**39,3**	**24,71**	**16,69**	**53,17**	**52**	**-33**	**1**	**5,82**	**отс**	**0,2**	**291,89**	**185**			**5**	**11**	**27**	**-**
1	III-J_2	645-650		1986	0,882			71,68			18,4	63,24	49	-45				0,16		216					21,5	
1	III-J_2	645-650		02.06.1986	0,88																					
Среднее					**0,881**			**71,68**			**18,4**	**63,24**	**49**	**-45**				**0,16**		**216**					**22**	
1	III-J_2	645-650		02.06.1986	0,88																					
Среднее					**0,881**			**71,68**			**18,4**	**63,24**	**49**	**-45**				**0,16**		**216**					**22**	
2	III-J_2	648-653		19.12.1986	0,878			63,74			16,2	55,93		-43				0,16		210					21	
2	III-J_2	648-653		20.12.1986	0,876			55,07			15,6	48,22	32	-41				0,1		190					25	
2	III-J_2	648-653		20.12.1986	0,875																					
Среднее					**0,876**			**59,41**			**15,9**	**52,08**	**32**	**-42**				**0,13**		**200**					**23**	
20	III-J_2	630-640		19.06.1999	0,875			50,9			15	44,55	54	-45				0,2		188					28	
29	III-J_2	638-644		17.04.1986	0,877			56,75			16	49,77	46					0,13		220					25	
29	III-J_2	638-644		18.04.1990	0,873																					
29	III-J_2	639-642		29.03.2003	0,876																					
29	III-J_2	639-642		23.11.2004	0,877																					
Среднее					**0,876**			**56,75**			**16**	**49,77**	**46**					**0,13**		**220**					**25**	
30	III-J_2	629-637		07.05.1990	0,876			54,18			15,6	47,45	59					0,14		204					25	
109	III-J_2	635-638		13.02.2003	0,87																					
124	III-J_2	641-643 647-649		01.09.2005	0,872	173,4	88,1	50,76	31,44	20,54	14,62	44,27	32	-20	0,55	5,9	отс	0,12		195					39	
Среднее значение по III- J_2					**0,875**	**173,4**	**88,1**	**57,28**	**31,44**	**20,54**	**15,92**	**50,22**	**45**	**-38**	**0,55**	**5,9**	**отс**	**0,15**		**204**			**-**		**27**	**-**
2	V-J_2	678-681		04.09.1986	0,88	257,2	122,9	65,23	39,8	25,45	17,7	57,38	36					0,16		212					20,5	
29	V-J_2	667-680		22.02.	0,878			62,71			17	55,05	74	ниже-45						204					28	
29	V-J_2	667-680		23.02.1990	0,875																					
Среднее					**0,876**			**62,71**			**17**	**55,05**	**74**	**-45**						**204**					**28**	
30	V-J_2	670-677			0,874			51,71			14,8	45,22	10			8,3	отс	0,11		208					25	
30	V-J_2	670-677		17.04.1990	0,872																					
Среднее					**0,873**			**51,71**			**14,8**	**45,22**	**10**			**8**	**отс**	**0,11**		**208**					**25**	
109	V-J_2	663-674		26.01.1998	0,876	200	92,08	50,8	30,8	20,09	14,3	44,49	48	ниже-20		4,91		0,16		179					26	
201	V-J_2	665-670		15.02.2003	0,872	272,5	120,4	64,96	35,83	24,08	17	56,67	23	-20	0,54			0,13		196					37	
244	V-J_2	667-670		01.09.2005	0,874	197,2	97,34	55,66	34,57	22,94	16,58	48,65	58	-20	0,57	7,3	отс	0,15		198					40	
306	V-J_2	665-667	устье	11.07.2012	0,877			58,03	35,78	23,85	16,56	50,9		ниже -20	3,05	3,53	отс	0,15	306						30	
310	V- J_2	662-669		30.11.2010	0,873		111,75	65,79	37,89	27,09	19,3	57,46	49	ниже -20	1,45	8,67	отс	0,15		213					23	
113	V- J_2	670-673	устье	15.11.2017	0,878			55,46	35,26	22,78	16,38	48,72	103	-32	3,32	2,81	отс	0,15	276,77	167			4,5	11	30	

336	V- J_2	667-671	устье	16.11.2017	0,878			57,93	36,76	24	16,88	50,88	108	-39	5,93	2,95	отс	0,15	275,36	214				10	31	
Среднее значение по V-J_2					**0,876**	**231,73**	**108,89**	**58,83**	**35,84**	**23,79**	**16,65**	**51,54**	**57**	**-27**	**2,48**	**5,5**	**отс**	**0,15**	**286,043**	**199**			**5**	**11**	**29**	**-**
30	VI-J_2	712-723		06.04.1990	0,872			47,79			14,3	41,67	56	-45				0,17		220					30	
112	VI- J_2	716-719		30.03.2003	0,881																					
123	VI-J_2	712-719			0,874	197,8	97,6	47,58	32,3	21,7	14,1	41,56	36	ниже -20		5,4	отс	0,2		160					31,5	
125	VI-J_2	714-715,6		31.10.2021	0,87			35			13,3	30,46		-51	0,3		отс									
246	VI- J_2	714-718		31.03.2003	0,87																					
309	VI- J_2	717-719,5		30.11.2010	0,871		81,81	48,74	30,66	20,52	14,81	42,44	25	ниже -20	1,48	8,46	отс	0,08		197					29	
307	VI-J_2	717-719		20.09.2011	0,873		76,73	44,83	28,18	18,77	13,26	39,14	31	-48	1,13	5,76	отс	0,14		193					26	
329	VI-J_2	715,5-717,5	устье	30.09.2013	0,872		91,82	60,69	31,12	19,67	13,94		98,4	-31	1,9	3,24	0,924	0,1312	180				4		26	49
337	VI-J_2	719,5-722	устье	16.11.2017	0,876			48,43	30,94	20,6	14,68	42,42	97	-45	5,08	3,31	отс	0,14	270,6	192			1	10	32	
Среднее значение по VI- J_2					**0,873**	**197,8**	**86,99**	**47,58**	**30,64**	**20,25**	**14,06**	**39,62**	**57**	**-35**	**1,98**	**5,23**	**0,23**	**0,14**	**225,3**	**192**			**3**	**10**	**29**	**49**
314	PT-II	1083,5-1085		20.10.2011	0,8073		4,79	3,78	3,05	2,44	2	3,05	ниже -7	-41	1,85	2,97	отс	0,08		75					61	
1M	PT-II+III	1102-1105		04.01.2009г	0,8141	14,9	7,48	5,39	4,42	3,61	3	4,39	ниже -7	ниже -21	1,16	8,64	0,21	0,12		65					63	
		1107-1110																								
		дострел																								
		1088-1093																								
6M	PT-II+III	1087-1088; 1089-1092; 1099-1101		11.10.2011	0,8023		4,5	3,44	2,74	2,24	1,96	2,76	ниже-7	-31	1,97	8,67		0,07		75					52	
Среднее значение по PT-II					**0,808**	**14,9**	**5,59**	**4,203**	**3,403**	**2,763**	**2,32**	**3,4**	**-7**	**-31**	**1,66**	**6,76**	**0,21**	**0,09**		**71,67**			**-**		**59**	**-**
2M	PT-III	1059-1062 (газ)		19.08.2009	0,802	7,63	3,91	3,08	2,45	2,07	1,78	2,47	ниже -7	ниже -20	2,06	2,81	0,13	0,06		90					65	
		1067-1070 (газ)																								
		1072-1076																								
8M	PT-III	1077-1090		20.01.2010	0,7892	5,92	3,42	2,72	2,26	1,94	1,69	2,15	ниже -7	ниже -19	1,52	2,65	отс	0,07		100						
Среднее значение по PT-III					**0,796**	**6,78**	**3,67**	**2,9**	**2,36**	**2,01**	**1,74**	**2,31**	**-7**	**-20**	**1,79**	**2,73**	**0,13**	**0,07**		**95**			**-**		**65**	**-**
Южное поле Восточного крыла																										
4	PT	1180-1185		12.11.1986	0,762	3,06	2,19	1,83	1,59	1,41	1,28	1,4	55	ниже-7				0,08		48					77	
Среднее значение по PT					**0,762**	**3,06**	**2,19**	**1,83**	**1,59**	**1,41**	**1,28**	**1,4**	**55**	**ниже-7**	**-**	**-**	**-**	**0,08**		**48**			**-**		**77**	**-**
Юго-восточное поле Восточного крыла																										
11M	PT	1225-1227,5	устье	16.02.2014	0,792		3,65	3,01	2,36	2,04	1,76	2,38	35	ниже -20	2,52	1,02	отс	0,02	183	135	-	4	17	33	55	
11M	PT	1225-1227,5	глуб	08.04.2014	0,788		3,99	3,26	2,74	2,34	2,04	2,57	ниже -7	-33	1,53	4,9	отс	0,04	167	70	3	12	27	42	54	
Среднее значение по скважине 11M					**0,79**		**3,82**	**3,14**	**2,55**	**2,19**	**1,9**	**2,48**	**14**	**-27**	**2,03**	**2,96**	**отс**	**0,03**	**175**	**103**	**2**	**8**	**22**	**38**	**55**	
7M	PT	1227-1230	устье	14.05.2014	0,779		2,59	2,12	1,79	1,55	1,35	1,65	5	ниже -20	3,1	0,82	отс	0,02	171	85	1	15	30	45	64	
Среднее значение по залежи PT					**0,784**		**3,21**	**2,63**	**2,17**	**1,87**	**1,63**	**2,06**	**9,5**	**-24**	**2,56**	**1,89**	**отс**	**0,03**	**173**	**94**	**1**	**12**	**26**	**41**	**59**	
Расширенная территория																										
14M	PT	1256,5-1261,5	устье	15.11.2016	0,9948			3815,82	1907,91	1654,8	1455,6	3795,98		23	1,72	43,28	6	0,32	473	280					11	

Примечание:

* *- отбракованная проба;*

Южное крыло. По Южному крылу пробы отобраны из горизонтов K_1а -I-А, K_1а -I-Б, K_1а -II и Ne-I. Нефти схожи между собой по свойствам и составу. В среднем по залежам плотность нефти составила 0,874-0,888 г/см^3, динамическая вязкость при 20ºС – 42,93-94,18 мПа*с. Нефть тяжелая, высоковязкая. Температура застывания ниже нуля (-20 -47ºС). Содержание парафинов составляет 2,22-4,98%, смол – 3,51-6,91%, асфальтенов – от отсутствия до 0,06%, серы – от 0,14% до 0,23%. Нефть меловых горизонтов Южного крыла обладает тяжелым фракционным составом с высокой температурой начала кипения (207-230ºС) и небольшим содержанием светлых фракций – до 300ºС выкипает всего 27-28%. По содержанию компонентов нефть классифицируется как малосернистая, парафинистая, от малосмолистой до смолистой.

Северо-Западное крыло. Дегазированная нефть аптского горизонта Северо-Западного крыла отличается от нефтей I- и II-аптского горизонтов Южного крыла повышенной плотностью (0,9021 г/см^3) и вязкостью (168,62 мПа*с при 20ºС), а также более высоким содержанием парафинов (3,54 %). Содержание смолистых веществ составило 8,10 %, серы – 0,26%. Фракционный состав также тяжелый с высоким содержанием высококипящих фракций. Нефть парафинистая, смолистая, малосернистая.

По среднеюрским горизонтам II-J_2, III-J_2, IV-J_2, V-J_2 исследовано по одной-две пробы. Исходя из имеющегося объема исследований нефти средние, высоковязкие – плотность по горизонтам изменяется в пределах 0,8635-0,8728 г/см^3, вязкость при 20 ºС – 31,50-38,04 мПа*с, температура застывания – от -26 ºС по залежи II-J_2 до -47 ºС по залежи III-J_2. Содержание парафинов и смол составило 1,33-5,50 % и 4,03-4,65 % соответственно. Содержание серы по всем горизонтам не превышает 0,23 %. По фракционному составу нефть схожа с нефтями аптских горизонтов – температура начала кипения от 160ºС до 200 ºС, содержание светлых фракций не выше 34 %. Нефти от малопарафинистых до парафинистых, малосмолистые, малосернистые.

Восточное крыло. Нефть продуктивных горизонтов Ne-I и Ne-II тяжелая и высоковязкая, с плотностью 0,900 г/см^3 и вязкостью 135,74-155,23 мПа*с при 20ºС. Содержание углеводородных компонентов и фракционный состав определены только по горизонту Ne-II. Содержание парафинов и смол составило 3,52% и 7,2% (Ne-II) соответственно, содержание серы по обеим залежам не превышает 0,25%. Нефть начинает выкипать при 218ºС и до 300ºС выкипает всего на 20-25%. Классифицируется как парафинистая, смолистая, малосернистая.

Нефти среднеюрских горизонтов обладают меньшей плотностью (0,873-0,881 г/см^3) и вязкостью (39,62-57,15 мПа*с при 20ºС) по сравнению с неокомскими. Содержание парафинов составило 0,55-3,31%, сравнительно меньше содержание смол (4,42-5,90%). Содержание серы в среднем по горизонтам колеблется в пределах 0,14-0,20%. Нефти теряют текучесть при температуре в диапазоне от -27ºС до -38ºС и начинают выкипать при 185-204ºС. Объем светлых фракций, выкипающих до 300ºС составил от 27% до 29%. Нефти от малопарафинистых до

парафинистых, от малосмолистых до смолистых, малосернистые.

Нефть пермотриасовых горизонтов значительно отличается по свойствам от нефтей неокомских и юрских горизонтов. Нефть при нормальных условиях особо легкая и маловязкая, с плотностью 0,796-0,808 г/см^3 и вязкостью 2,31-3,40 мПа*с. Содержание парафинов составило 1,66-1,79%, смол – 2,73-6,76%, содержание серы не превышает 0,09%. Нефть также отличается легким фракционным составом, что объясняет и ее более высокое газосодержание в пластовых условиях. Температура начала кипения равна 81^{o}C, количество светлых фракций, выкипающих до 300^{o}C составляет 60%. Нефть парафинистая, смолистая, малосернистая.

Южное поле Восточного крыла. Нефть пермотриасового продуктивного горизонта определена по одной пробе из скважины 4. Так же, как и по Восточному крылу, нефть особо легкая и маловязкая, с еще более низкой плотностью (0,762 г/см^3) и вязкостью (1,40 мПа*с при 20^{o}C). Фракционный состав также более легкий – температура начала кипения составляет всего 48^{o}C, и до 300^{o}C нефть перегоняется на 77%. Содержание серы составило 0,08%, нефть малосернистая. Содержание парафинов и смол не определялось, температура застывания – ниже -7^{o}C.

Юго-Восточное поле Восточного крыла. Плотность в среднем по пермотриасовому горизонту составила 0,784 г/см^3, динамическая вязкость при 20^{o}C – 2,06 мПа*с. Нефть по типу относится к особо легкой и маловязкой. Температура застывания низкая – в среднем -24 ^{o}C. Содержание парафинов по массе составило 2,56 %, смол – 1,89 %, асфальтены отсутствуют. Массовое содержание общей серы не превышает 0,03 %. Нефть парафинистая, малосмолистая, относится к классу малосернистых. По результатам фракционной разгонки нефти температура начала кипения колеблется от 70 до 135 ^{o}C а количество светлых дистиллятов, выкипающих до 300 ^{o}C, составляет от 54 % до 64 %.

Состав и свойства растворенного в нефти газа

Свойства и состав растворенного газа месторождения Матин изучен по 60 пробам из 32 скважин. Был исследован состав и свойства газа, полученного с устья скважин и после однократного разгазирования глубинных проб. Результаты исследований проб, осредненные по залежам, приведены в таблице 1.8.3.6.

Таблица 1.8.3.6 – Компонентный состав выделившегося газа

№ скв.	Горизонт	Интервал перфорации, м	Дата отбора	№ пробы	Компонентный состав газа, % мольные													Относительная плотность
					Углекислый газ	Азот	Метан	Этан	Пропан	i-бутан	n-бутан	i-пентан	n-пентан	Гексан	Гептан	Октан + высш.	сероводород	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
Газ однократного разгазирования																		
Южное крыло																		
301	I апт, Б	580-582,5	12.05.2011	1	0,1	3,47	91,51	3,66	0,62	0,06	отс	0,35	0,03	0,15			отс	0,6070
				2	0,18	3,26	92,24	3,36	0,5	0,05	отс	0,25	0,02	0,1			отс	0,6000
Среднее					**0,14**	**3,37**	**91,88**	**3,51**	**0,56**	**0,06**	**отс**	**0,30**	**0,03**	**0,13**			**отс**	**0,6035**
6	I апт, Б	580-590	22.12.1987	1	-	-	87,25	6,45	1,18	0,67	0,32	0,14	0,02	0,02			отс	
210	I апт, Б	573-576	23.11.2007	1	1,66	0,21	89,1	7,23	0,02	0,22	0,26	0,74	0,09	0,39			отс	0,6350
359	I апт, Б	574-579	27.12.2021	1	-	5,02	86,32	1,60	1,70	0,56	1,46	0,89	0,58	0,97	0,62		-	0,6120
Среднее значение I апт, Б					**0,90**	**2,86**	**88,64**	**4,70**	**0,86**	**0,38**	**0,68**	**0,52**	**0,18**	**0,38**	**0,62**		**отс**	**0,6168**
315	II апт	594-597	13.05.2011	1	0,13	1,48	91,56	5,48	0,27	0,65	0,02	0,26	0,01	0,11	отс	отс	отс	0,6110
				2	0,93	1,49	87,86	8,02	0,37	0,8	0,02	0,26	0,01	0,19	отс	отс	отс	0,6360
			Среднее		**0,53**	**1,49**	**89,71**	**6,75**	**0,32**	**0,73**	**0,02**	**0,26**	**0,01**	**0,15**	**отс**	**отс**	**отс**	**0,6235**
1М	II апт	588-591	21.01.2009	1	0,74	0,54	86,02	10,9	0,37	0,49	0,05	0,3	0,03	0,27	отс	отс	отс	0,6520
				2	0,66	0,54	86,95	10,38	0,35	0,5	0,04	0,31	0,01	0,18	отс	отс	отс	0,6390
			Среднее		**0,70**	**0,54**	**86,49**	**10,64**	**0,36**	**0,50**	**0,05**	**0,31**	**0,02**	**0,23**	**отс**	**отс**	**отс**	**0,6455**
16М	II апт	591-593	11.12.2016	1	0,19	3,38	88,271	1,768	1,56	0,66	1,22	0,78	0,66	0,88	0,55	0,089	отс	0,6870
				2	0,09	2,75	93,738	0,997	0,43	0,15	0,32	0,25	0,28	0,51	0,44	0,054	отс	0,6170
			Среднее		**0,14**	**3,06**	**91,00**	**1,38**	**0,99**	**0,41**	**0,77**	**0,51**	**0,47**	**0,70**	**0,50**	**0,07**	**отс**	**0,6520**
Среднее значение по II-аптскому горизонту					**0,46**	**1,70**	**89,07**	**6,26**	**0,56**	**0,54**	**0,28**	**0,36**	**0,17**	**0,36**	**0,20**	**0,02**	**отс**	**0,6403**
Северо-западное крыло																		
15	апт	668-673	_.05.1988	1	-	-	78,4	11,63	2,9	0,43	0,25	0,05	0,05	-			-	-
Среднее значение апту					**-**	**-**	**78,4**	**11,63**	**2,9**	**0,43**	**0,25**	**0,05**	**0,05**	**-**			**-**	**-**
9	II-J2	880-888	03.01.1988	1	-	-	83,83	7,04	1,89	0,56	0,36	0,12	0,02	-			-	-
Среднее значение поII-J_2					**-**	**-**	**83,83**	**7,04**	**1,89**	**0,56**	**0,36**	**0,12**	**0,02**	**-**			**-**	**-**
303	III+IV- J_2	914,5-919 929-931,5	09.10.2011	1	0,52	4,07	91,68	1,96	0,4	0,7	0,1	0,41	0,02	0,09			отс	0,613
				2	0,48	3,92	92,11	1,88	0,41	0,61	0,09	0,38	0,01	0,07			отс	0,61
9	III- J2	906-912	24.12.1987	1	-	-	84,62	7,11	1,57	1,13	0,43	0,15	0,01	-			-	-
Среднее значение по III-J_2					**0,5**	**3,9**	**89,47**	**3,65**	**0,79**	**0,81**	**0,21**	**0,31**	**0,013**	**0,08**				**0,611**
303	III+IV- J_2	914,5-919 929-931,5	09.10.2011	1	0,52	4,07	91,68	1,96	0,4	0,7	0,1	0,41	0,02	0,09			отс	0,613
				2	0,48	3,92	92,11	1,88	0,41	0,61	0,09	0,38	0,01	0,07			отс	0,61
Среднее					**0,50**	**4,00**	**91,90**	**1,92**	**0,41**	**0,66**	**0,10**	**0,40**	**0,02**	**0,08**			**отс**	**0,6115**
9	IV- J2	921-930	17.12.1987	1			82,19	7,56	0,89	0,53	0,33	0,2	0,02					
Среднее значение по IV-J_2					**0,50**	**4,00**	**87,04**	**4,74**	**0,65**	**0,59**	**0,21**	**0,30**	**0,02**	**0,08**			**-**	**0,6115**
9	V- J_2	936-955	27.12.1987	1	-	-	79,43	6,22	1,67	0,39	0,38	0,11	0,05	-			-	-

Среднее значение по V-J₂					**-**	**-**	**79,43**	**6,22**	**1,67**	**0,39**	**0,38**	**0,11**	**0,05**	**-**			**-**	**-**
Восточное крыло																		
14	Ne-I	485-492	.02.88	1	0,25	2,07	88,56	6,41	2,05	0,31	0,17	0,07	0,04	0,05				0,634
Среднее значение Ne-I					**0,25**	**2,07**	**88,56**	**6,41**	**2,05**	**0,31**	**0,17**	**0,07**	**0,04**	**0,05**				**0,634**
104	Ne-II	536-540	27.03.2003	1	0,32	3,5	94,36	1,62	0,17	0,02	отс	0,01	отс	отс	отс	отс	отс	0,5842
104	Ne-II	536-540	23.11.2004	1	0,26	0,38	85,34	8,65	1,95	2,99	0,31	0,09	0,03	отс	отс	отс	отс	0,6330
104	Ne-II	536-540	10.11.2004	1	-	4,29	87,02	7,66	1,02	отс	отс	отс	отс	отс	отс	отс	отс	-
104	Ne-II	536-540	23.11.2006	1	-	1,44	89,33	5,63	1,46	0,63	0,67	0,34	0,23	отс	отс	отс	отс	-
				2	-	1,3	89,35	6,02	1,32	0,58	0,6	0,35	0,2	отс	отс	отс	отс	-
333	Ne-II м	534-538	17.09.2015	1	0,003	2,79	95,36	1,57	0,24	0,03	0,004	0,002	0,02	отс	отс	отс	-	0,5768
335	Ne-II	536-539 541,5-542,5	11.12.2016	1	0,30	1,95	82,90	3,55	2,89	0,87	2,34	1,22	1,59	1,60	0,73	0,062	отс	0,7710
				2	0,18	2,56	91,08	2,49	0,71	0,32	0,53	0,43	0,43	0,66	0,54	0,067	отс	0,6460
			Среднее		**0,24**	**2,26**	**86,99**	**3,02**	**1,80**	**0,60**	**1,44**	**0,82**	**1,01**	**1,13**	**0,64**	**0,06**	**отс**	**0,7085**
Среднее значение Ne-II					**0,12**	**2,28**	**89,68**	**4,88**	**1,14**	**0,69**	**0,43**	**0,23**	**0,21**	**0,16**	**0,09**	**0,01**	**отс**	**0,626**
1	I-J₂	610-614	.08.86	1	-	0	81,67	9,32	3,35	1,05	0,29	0,28	0,3	0			-	-
128	I-J₂	595-598	01.04.2003	1	-	0	93,3	2,7	0,24	0,23	0	0,19	0,09	0			-	0,5934
128	I+III-J₂	595-598 632-634	10.11.2004	1	-	1,49	86,74	10,08	1,69	0	0	0	0	0			-	-
Среднее					**0,00**	**0,75**	**90,02**	**6,39**	**0,97**	**0,12**	**0,00**	**0,10**	**0,05**	**0,00**			**-**	**0,5934**
Среднее значение I-J₂					**-**	**0,37**	**85,85**	**7,86**	**2,16**	**0,58**	**0,15**	**0,19**	**0,17**	**-**				**0,5934**
1	II-J2	628-633	08.07.1986	1	-	-	84,92	10,42	1,54	0,86	0,35	0,05	0,01	-			-	-
2	II-J2	629-633	27.01.1987	1	-	-	80,8	10,97	2,79	2,54	0,84	0,54	0,02	-			-	-
Среднее значение II-J₂					**-**	**-**	**82,86**	**10,7**	**2,17**	**1,7**	**0,6**	**0,3**	**0,02**	**-**			**-**	**-**
1	III-J₂	645-650	08.06.1986	1	-	-	87,44	6,78	1,58	1,35	0,41	0,14	0,01	-			-	-
2	III-J₂	648-653	09.01.1987	1	-	-	80,68	10,13	2,85	2,76	0,7	0,2	0,01	-			-	-
29	III-J₂	639-644	16.04.1990	1	-	-	91,51	4,82	1,88	0,27	0,07	0,02	-	-			-	-
29	III-J₂	639-642	29.03.2003	1	-	0,36	89,69	7,67	1,39	0,86	-	0,03	-	-			-	0,6191
29	III-J₂	639-642	23.11.2004	1	2,15	-	87,24	6,6	2,94	0,85	0,17	0,05	-	-			-	-
29	III-J₂	639-642	10.11.2004	1	-	2,42	88,22	8,76	0,6	-	-	-	-	-			-	-
30	III-J₂	629-637	1990 г.	1	-	-	89,23	6,39	0,95	0,7	0,12	0,06	0,01	-			-	-
109	III+V-J₂	635-638 663-665	10.11.2004	1	-	1,92	84,85	11,26	1,97	-	-	-	-	-			-	-
127	III+V-J₂	632-635 665-669	10.11.2004	1	-	-	91,1	7,75	1,15	-	-	-	-	-			-	-
127	III+V-J₂	632-635 665-669	30.03.2003	1	-	-	81,05	3,02	0,98	1,12	-	0,22	0,08	-			-	0,6324
128	I+III-J₂	595-598 632-634	10.11.2004	1	-	1,49	86,74	10,08	1,69	-	-	-	-	-			-	-
Среднее значение III-J₂					**2,15**	**1,55**	**87,07**	**7,57**	**1,63**	**1,13**	**0,29**	**0,1**	**0,03**	**-**			**-**	**0,6258**
123	IV+V-J₂	654-659 664-667	15.06.2003	1	-	3,21	91,13	4,6	0,17	0,31	-	0,05	0,21	-			-	0,6133

Среднее значение IV-J₂					**-**	**3,21**	**91,13**	**4,6**	**0,17**	**0,31**	**-**	**0,05**	**0,21**	**-**			**-**	**0,6133**
2	V-J₂	678-681	03.12.1986	1	-	-	84,26	11,31	1,58	0,34	0,12	0,23	0,1	-			-	-
20	V-J₂	672-680	27.05.1989	1	0,31	2,17	89,2	6,59	1,31	0,34	0,05							0,6199
112	V-J₂	665-675	02.11.1995	1	-	-	92,64	4,87	0,25	1,18	0,14	-	-	-			-	-
202	V-J₂	662-665 668-671	10.11.2004	1	-	1,24	85,73	11,84	1,19	-	-	-	-	-			-	-
241	V-J₂	677-680	10.11.2004	1	-	2,66	90,1	5,87	1,37	-	-	-	-	-			-	-
201	V-J₂	665-670	10.11.2004	1	-	2,28	88,46	8,95	0,31	-	-	-	-	-			-	-
127	III+V-J₂	632-635 665-669	10.11.2004	1	-	-	91,1	7,75	1,15	-	-	-	-	-			-	-
109	III+V-J₂	635-638 663-665	10.11.2004	1	-	1,92	84,85	11,26	1,97	-	-	-	-	-			-	-
127	III+V-J₂	632-635 665-669	30.03.2003	1	-	-	81,05	3,02	0,98	1,12	-	0,22	0,08	-			-	0,6324
123	IV+V-J₂	654-659 664-667	15.06.2003	1	-	3,21	91,13	4,6	0,17	0,31	-	0,05	0,21	-			-	0,6133
Среднее значение V-J2					**-**	**2,25**	**87,85**	**7,61**	**1,03**	**0,66**	**0,10**	**0,17**	**0,13**	**-**			**-**	**0,623**
30	VI-J₂	712-720	07.04.1990	1	-	-	90,52	5,84	1,25	0,32	0,03	-	-	-			-	-
246	VI-J₂	714-718	-	1	0,6216	-	90,74	5,61	1,315	0,5	-	0,03	0,01	-			-	-
112	VI-J₂	716-719	30.03.2003	1	1,62	1,78	86,95	4,63	0,18	0,38	-	0,75	-	-			-	0,7171
Среднее значение VI-J2					**1,12**	**1,78**	**89,40**	**5,36**	**0,92**	**0,40**	**0,03**	**0,39**	**0,01**					
6M	PT-II+III	1087-1088 1089-1092 1099-1101	11.10.2011	1	0,16	2,44	84,06	5,96	3,7	1,25	1,47	0,55	0,27	0,09			отс	0,691
				2	0,17	2,46	83,91	5,99	3,75	1,21	1,45	0,62	0,31	0,07			отс	0,696
Среднее значение по PT-II+III					**0,17**	**2,45**	**83,99**	**5,98**	**3,73**	**1,23**	**1,46**	**0,59**	**0,29**	**0,08**			**отс**	**0,6935**
2M	PT-III	1059-1062(газ) 1067-1070(газ) 1072-1076	19.08.2009	1	0,13	15,4	57,24	8,53	8,42	2,37	3,65	1,46	1,03	1,2				0,933
				2	0,11	15,4	57,14	9,49	8,44	2,46	3,81	1,5	1,05	1,18				0,937
Среднее					**0,12**	**15,38**	**57,19**	**9,01**	**8,43**	**2,42**	**3,73**	**1,48**	**1,04**	**1,19**				**0,9350**
8M	PT-III	1077-1090	20.01.2010	1	0,08	0,65	49,73	17,48	15,71	4,38	6,45	2,25	1,46	1,33			отс	1,077
				2	0,08	0,71	50,24	16,77	15,11	4,31	6,42	2,36	1,55	1,66			отс	1,087
Среднее					**0,08**	**0,68**	**49,99**	**17,13**	**15,41**	**4,35**	**6,44**	**2,31**	**1,51**	**1,50**			**отс**	**1,0820**
Среднее значение по PT-III					**0,10**	**8,03**	**53,59**	**13,07**	**11,92**	**3,38**	**5,08**	**1,89**	**1,27**	**1,34**			**отс.**	**1,0085**
Юго-восточное поле Восточного крыла																		
11M	PT	1225-1227,5	08.04.2014	1	0,03	2,93	73,72	8,09	5,88	2,27	3,11	1,47	1,19	1,04	0,26	0,012	отс	0,828
				2	0,01	2,99	72,26	8,12	6,51	2,56	3,52	1,62	1,27	0,97	0,17	0,002	отс	0,845
Среднее значение по PT					**0,02**	**2,96**	**72,99**	**8,11**	**6,20**	**2,42**	**3,32**	**1,55**	**1,23**	**1,01**	**0,21**	**0,007**	**отс**	**0,837**

Южное крыло. Растворенный газ I-аптского и II-аптского горизонтов схож по составу. Среди компонентов преобладает содержание метана – в среднем по залежам 88,64 % и 89,41% соответственно. Содержание этана составляет 4,70% и 6,26 %, содержание более тяжелых углеводородов (С3+) не превышает 3 %. Концентрация азота составляет 2,86% и 1,70%, углекислого газа не превышает 2%, сероводород отсутствует. Относительная плотность газа по воздуху составила 0,6168-0,6403. Газ по обоим горизонтам метановый, полужирный, низкоазотный, низкоуглекислый.

На Северо-Западном крыле растворенный газ аптского горизонта оказался более тяжелым, чем по Южному крылу. Содержание метана в нем ниже (78,4 %), а этана – выше (11,63%). Так как по Южному крылу залежи аптских отложений газонефтяные, а по Северо-Западному крылу чисто нефтяные, при схожих условиях залегания залежей в последнем случае газ является более тяжелым. Однако состав газа в данном случае был изучен лишь по одной пробе и требует подтверждения дополнительными исследованиями.

Состав и свойства растворенного газа по среднеюрским горизонтам изучены по пробам, отобранным из всех залежей. Содержание метана изменяется в диапазоне 79,43-89,47%, этана – 3,65-7,04%, пропана и высших – 1,85-2,95%. Содержание углекислого газа незначительно и не превышает 0,5%, содержание азота более высокое – до 4,0%. Относительная плотность – 0,611-0,612.

На Восточном крыле состав и свойства растворенного газа изучены по всем залежам. Растворенный газ неокомских и среднеюрских горизонтов обладает схожим составом.

Растворенный газ I-неокомского и II-неокомского горизонтов схож по составу. Основным компонентом является метан, содержание которого составило 88,56-89,68%, содержание этана составило 4,88-6,41 %, содержание более тяжелых углеводородов, как и неорганических компонентов, незначительно – менее 3%. Относительная плотность составила 0,6256-0,6340. Газ метановый, полужирный, низкоазотный, низкоуглекислый.

По среднеюрским горизонтам наблюдается почти такое же соотношение компонентов. Основная часть газа – метан (82,86-91,13 %), и этан (4,60-10,70 %). Содержание пропана и высших, углекислого газа и азота незначительно. Относительная плотность изменяется в диапазоне 0,593-0,626.

Состав газа пермотриасовых отложений изучен по двум пробам из скважины 6М совместно из горизонтов РТ-II и РТ-III и по четырем пробам из скважин 2М и 8М отдельно по залежи РТ-III. Состав газа по ним значительно различается. По пробам из скважины 6М газ по составу схож с газом неокомских и юрских залежей, на 83,99 % состоит из метана, содержание этана - 5,98 %, немного выше содержание пропан-гексановых углеводородов – в сумме 7,37%. По пробам, отобранным отдельно из залежи РТ-III, газ значительно более тяжелый по составу.

Доля метана составила 53,59 %, этана – 13,07 %, пропана – 11,92 %. Содержание более тяжелых компонентов (бутан-гексан) также высокое – 12,97 %, содержание азота – 8,03 %. Относительная плотность значительно выше и составила 1,009.

Юго-восточное поле Восточного крыла. Растворенный газ пермотриасового горизонта на 72,99 % состоит из метана, содержание этана и пропана составляет 8,11 % и 6,20 % соответственно. Количество пропана и высших углеводородов составило 15,93 %. Содержание неорганических газов незначительно, в частности углекислого газа – 0,02 %, азота – 2,96 %. Сероводород в составе растворенного газа отсутствует. Относительная плотность в среднем по пробам равна 0,837.

Состав и свойства свободного газа

Для определения состава свободного газа по месторождению отобрано 19 проб из 10-ти скважин.

Свойства и состав свободного газа газовой шапки определены по залежам Ne-I, Ne-II, II-J_2, IV-J_2, V-J_2, VI-J_2 Восточного крыла и залежи PT Юго-Восточного поля Восточного крыла (18 проб из 9-ти скважин). Также отобрана одна проба из скважины 3М из чисто газовой залежи PT-I.

Не исследован состав свободного газа по газонефтяным залежам III-J2, PT-II Восточного крыла и залежей I- и II-аптского горизонтов Южного крыла.

Средний по залежам компонентный состав свободного газа приведен в таблице 1.8.3.7.

По меловым отложениям Восточного крыла в составе свободного газа отмечается преобладание метана (91,78-93,63%), содержание этана составило 2,86-4,57%, пропан-гексановых углеводородов – 0,66-0,86%. Из неорганических компонентов определено невысокое содержание углекислого газа (0,06-0,37%) и гелия (0,01%) и более высокое – азота (2,32-2,53%). Относительная плотность по воздуху составила 0,5851-0,5971. В целом свободный газ классифицируется как метановый по составу, сухой, низкоазотный, низкоуглекислый и низкогелиевый.

Среднеюрские горизонты Восточного крыла характеризуются содержанием метана в небольшом диапазоне значений 87,35 – 89,68 %, этана в пределах – 6,34-9,44%. Содержание азота преимущественно более 2,0%, углекислого газа – колеблется от полного отсутствия до 0,88%, гелия – от 0,01 % до 0,30 %. Значения относительного удельного веса по воздуху составили 0,6122-0,6257.

Одной пробой охарактеризована газовая залежь горизонта PT-I Восточного крыла. Газ схож по составу с газом газовых шапок юрских горизонтов: метана в нем содержится 88,82 %, этана – 5,75 %. Содержание более тяжелых углеводородов и неорганических компонентов незначительно. Относительная плотность по воздуху составила 0,663.

Газ газовой шапки пермотриасового горизонта Юго-Восточного поля Южного крыла более легкий по составу, чем растворенный газ этой же залежи, в основном за счет меньшего содержания пропан-гексановых углеводородов. Основная часть газа состоит из метана (76,14 %). Содержание этана и пропана составило 5,10 % и 4,40 % соответственно. Объемная доля пропана и высших составила всего 1,93 %. По пробе определено высокое содержание азота, равное 12,30 %, что, возможно, связано с присутствием в пробе атмосферного воздуха. Плотность газа при 20°С составила 0,851 г/л, относительная плотность по воздуху – 0,706.

Таблица 1.8.3.7 – Компонентный состав свободного газа

№ скв	Гори-зонт	Интервал перфо-рации	Дата отбора	Теплотворная способность низшая, ккал/м^3	Теплотворная способность высшая, ккал/м^3	Метан	Этан	Пропан	Изо-бутан	Н-бутан	Изо-пентан	Н-пентан	Цикло-пентан	Н-гексан	2-3-деметил бутан	3-метил-пентан	Гелий	Углекис-лый газ	Азот	Плот-ность, кг/м3	Удель-ный вес по воздуху
		Восточное крыло																			
1	Ne-I	482-492	18.12.1986	8372	9267	95,28	1,63	0,07	0,03	0,01	0,27	0,01					0,0072	0,37	2,32	0,705	0,5851
30	Ne-I	456-476	20.05.1990			91,98	4,09	1,25	0,18	0,02	-	-									
		Ne-I				**93,63**	**2,86**	**0,66**	**0,11**	**0,015**	**0,27**	**0,01**					**0,0072**	**0,37**	**2,32**	**0,705**	**0,5851**
14*	Ne-II	521-529	_.02.88	8356	9289	83,27	5,92	1,86	0,85	0,58	0,14	0,05	0,02	0,1	0,03	0,01	0,0067	0,13	7,12	0,798	0,6622
20	Ne-II	513-526	30.06.1989	8442	9344	89,05	7,21	0,92	0,34	0,08							0,013	0,12	2,28	0,744	0,6174
30	Ne-II	509-521	16.05.1990			90,93	4,85	1,42	0,21	0,05	-	-									
333	Ne-II	534-538	17.09.2015	7856	8718	95,36	1,567	0,237	0,03	0,004	0,002	0,018						0,003	2,79	0,695	0,5768
		Ne-II				**91,78**	**4,54**	**0,86**	**0,19**	**0,04**	**0,002**	**0,018**					**0,01**	**0,06**	**2,53**	**0,72**	**0,5971**
20	II-J_2	601-614	26.06.1989	8487	9395	89,38	7,02	1,06	0,25	0,07							0,01	отс	2,21	0,744	0,6174
30	II-J_2	598-609	12.05.1990			89,05	5,66	1,32	0,28	0,04	-	-									
		II-J2				**89,22**	**6,34**	**1,19**	**0,27**	**0,06**							**0,01**	**отс**	**2,21**	**0,744**	**0,6174**
20	IV-J_2	647-655	07.06.1989	8488	9395	87,67	8,35	0,77	0,34	0,06							0,03	0,37	2,41	0,754	0,6257
30	IV-J_2	643-654	27.04.1990			89,84	6,53	0,9	0,36	0,04	0,01	-									
		IV-J2				**88,76**	**7,44**	**0,835**	**0,35**	**0,05**	**0,01**						**0,03**	**0,37**	**2,41**	**0,754**	**0,6257**
20	V-J_2**	658-668	02.06.1989	8472	9379	89,26	7,09	0,96	0,25	0,05							0,03	0,25	2,11	0,747	0,6199
30	V-J_2	658-660	22.04.1990			90,09	6,33	0,88	0,32	0,07	0,01	-									
		V-J2				**89,68**	**6,71**	**0,92**	**0,29**	**0,06**	**0,01**						**0,03**	**0,25**	**2,11**	**0,747**	**0,6199**
20	VI-J_2	688-701	05.03.1989	8494	9403	88,9	6,86	1,35	0,4	0,03							0,3	0,38	2,05	0,75	0,6227
29	VI-J_2**	695-719	10.12.1989	8554	9467	89,08	7,35	1,02	0,51	0,05	0,02							0,12	1,83	0,725	0,6017
30	VI-J_2	686-705	13.04.1990			90,96	5,38	1,38	0,68	0,12	0,03	0,01									
111	VI-J_2	712,5-714	10.01.2004			83,57	13,73	1,36	следы	следы	-	-						1,34			
115	VI-J_2	713-715	10.11.2004			84,22	13,89	0,2	отс	отс	-	-						1,69			
		VI-J2				**87,35**	**9,44**	**1,062**	**0,32**	**0,04**	**0,025**	**0,01**					**0,3**	**0,88**	**1,94**	**0,7375**	**0,6122**
3М	PT-I	1081,5-1084,5 1086-1089 1116-1119	15.10.2009	8736	9664	88,82	5,75	2,45	0,073	0,662	0,201	0,074		0,062				0,23	1,85	0,763	0,663
		Юго-Восточное поле Восточного крыла																			
11М	PT	1208,5-1209,5	05.07.2014			76,14	5,1	4,4	0,9	0,8	0,13	0,03		0,07				0,13	12,3	0,851	0,706

*Примечание: 1. * - отбракованная проба; 2. ** - газ газовой шапки + нефтяной газ;*

1.8.3.4.Запасы нефти и газа

В 2024 году был выполнен пересчет запасов нефти и газа по состоянию изученности на 02.01.2023 г., запасы которого были утверждены и приняты на Государственный баланс РК (Протокол №2665–24–У от 14.05.2024г.).

В целом по месторождению начальные геологические запасы нефти/растворенного газа по категории $A+B+C_1$ составили 16623 тыс.т./589,1 млн.м^3, по категории C_2 – 1203 тыс.т./36,1 млн.м^3, извлекаемые запасы нефти/растворенного газа по категории $A+B+C_1$ 5786 тыс.т./172,4 млн.м^3, по категории C_2 – 169 тыс.т./4,8 млн.м^3.

Геологические запасы газа газовой шапки, свободного газа в целом по месторождению составили по категории C_1 – 556 млн.м^3 и по категории C_2 – 134 млн.м^3.

В таблице 1.8.3.8 представлены подсчитанные начальные геологические и извлекаемые, остаточные запасы нефти и растворенного газа по состоянию изученности на 02.01.2023 г.

В таблице 1.8.3.9-1.8.3.12 представлены подсчитанные начальные геологические и извлекаемые, запасы газа газовой шапки, свободного газа и запасы парафина в нефти, потенциальное содержание этана, пропана и бутанов в газе по состоянию изученности на 02.01.2023 г.

Таблица 1.8.3.8 - Сводная таблица подсчета запасов нефти и растворенного в нефти газа месторождения Матин по состоянию на 02.01.2023 г.

Горизонт, залежь	Блок	Зона насыщения	Категория запасов	Площ. нефтеносн., тыс.м2	Средне-взвешен. нефте-насыщ. толщ., м	Объем нефте-насыщ. пород тыс.м^3	Пористость, д. ед.	Нефтенасы-щенность, д. ед.	Пере-счётный коэф., д. ед.	Плотность нефти, г/м3	Геолог. запасы нефти, тыс.т	Коэффи-циент извле-чения, д. ед.	Извлек. запасы нефти тыс.т	газосоде р-жание, м^3/т	Начальные запасы раств.газа, млн.м^3	
															геоло-гические	извлекае-мые
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Восточное крыло																
Ne-I	I	ГН	C_2	56	1,3	72	0,28	0,50	0,870	0,900	8	0,110	1	30	0,2	0,0
		ГНВ		7	1	7	0,28	0,50	0,870	0,900	1	0,110	0	30	0,0	0,0
		ЧН		7	1	7	0,31	0,60	0,870	0,900	1	0,110	0	30	0,0	0,0
		ВН		51	1,2	61	0,30	0,51	0,870	0,900	7	0,110	1	30	0,2	0,0
	итого по I блоку		**C_2**	**121**		**147**					**17**		**2**		**0,4**	**0,0**
	II а	ЧН	C_2	98	2,6	256	0,33	0,58	0,870	0,900	38	0,110	4	30	1,1	0,1
		ВН		139	2,0	273	0,29	0,51	0,870	0,900	32	0,110	4	30	1,0	0,1
	итого по II а блоку		**C_2**	**237**		**529**					**70**		**8**		**2,1**	**0,2**
	II б	ГН	C_1	98	1,9	190	0,30	0,61	0,870	0,900	27	0,272	7	30	0,8	0,3
		ГНВ		267	4,5	1202	0,35	0,66	0,870	0,900	217	0,097	21	30	6,5	0,9
		ВН		128	3,1	401	0,32	0,72	0,870	0,900	72	0,214	15	30	2,2	0,6
		ГН	C_2	392	2,1	818	0,30	0,61	0,870	0,900	117	0,110	13	30	3,5	0,5
		ГНВ		276	2,8	766	0,35	0,66	0,870	0,900	139	0,110	15	30	4,2	0,6
		ЧН		10	3,2	32	0,32	0,72	0,870	0,900	6	0,110	1	30	0,2	0,0
		ВН		270	1,8	474	0,32	0,72	0,870	0,900	86	0,110	9	30	2,6	0,4
	итого по II б блоку		**C_1**	**493**		**1793**					**316**		**43**		**9,5**	**1,3**
			C_2	**948**		**2090**					**348**		**38**		**10,5**	**1,2**
	III	ГН	C_1	86	5	431	0,31	0,58	0,870	0,900	61	0,272	17	30	1,8	0,5
		ГНВ		101	5,7	571	0,31	0,58	0,870	0,900	80	0,249	20	30	2,4	0,6
		ВН		308	3,9	1207	0,29	0,54	0,870	0,900	148	0,089	13	30	4,4	0,4
		ВН	C_2	142	1,8	254	0,29	0,54	0,870	0,900	31	0,110	3	30	0,9	0,1
	итого по III блоку		**C_1**	**495**		**2209**					**289**		**50**		**8,6**	**1,5**
			C_2	**142**		**254**					**31**		**3**		**0,9**	**0,1**
	IV	ГН	C_2	100	1,1	112	0,31	0,68	0,870	0,900	18	0,110	2	30	0,5	0,1
		ГНВ		718	2,6	1885	0,32	0,63	0,870	0,900	298	0,110	33	30	8,9	1,0
		ВН		282	1,4	387	0,32	0,54	0,870	0,900	52	0,110	6	30	1,6	0,2
	итого по IV блоку		**C_2**	**1100**		**2384**					**368**		**41**		**11,0**	**1,3**
Итого по Ne-I горизонту			**C_1**	**988**		**4002**					**605**	**0,154**	**93**		**18,1**	**2,8**
			C_2	**2548**		**5404**					**834**	**0,110**	**92**		**34,1**	**2,8**
Ne-II	I	ГН	B	95	3,6	339	0,26	0,76	0,870	0,900	52	0,402	21	30	1,6	0,6
		ЧН		165	6	984	0,29	0,63	0,870	0,900	141	0,396	56	30	4,2	1,7
		ВН		100	3,1	312	0,29	0,52	0,870	0,900	37	0,402	15	30	1,1	0,5
	итого по I блоку		**B**	**360**		**1635**					**230**	**0,400**	**92**		**6,9**	**2,8**
	II а	ГН	B	292	2,5	724	0,30	0,61	0,870	0,900	104	0,291	30	30	3,1	0,9
		ЧН		100	7,5	750	0,31	0,63	0,870	0,900	115	0,384	44	30	3,5	1,3
	итого по II а блоку		**B**	**392**		**1474**					**219**	**0,338**	**74**		**6,6**	**2,2**
	II б	ГН	C_1	196	1,1	216	0,28	0,61	0,870	0,900	29	0,384	11	30	0,9	0,3
		ГН	C_2	48	0,4	19	0,28	0,61	0,870	0,900	3	0,238	1	30	0,1	0,0
	итого по II б блоку		**C_1**	**196**		**216**					**29**	**0,384**	**11**		**0,9**	**0,3**
			C_2	**48**		**19**					**3**	**0,238**	**1**		**0,1**	**0,0**
	III	ГН	C_1	117	3,7	429	0,28	0,45	0,870	0,900	42	0,225	9	30	1,3	0,3
Ne-II	III	ГНВ	C_1	121	4,7	563	0,28	0,45	0,870	0,900	56	0,373	21	30	1,7	0,6
		ВН		198	2,7	542	0,34	0,58	0,870	0,900	84	0,403	34	30	2,5	1,0
		ГН	C_2	140	1,7	235	0,28	0,45	0,870	0,900	23	0,238	5	30	0,7	0,2
		ГНВ		30	4,6	138	0,28	0,45	0,870	0,900	14	0,238	3	30	0,4	0,1
		ВН		82	2	168	0,34	0,58	0,870	0,900	26	0,238	6	30	0,8	0,2
	итого по III блоку		C_1	**436**		**1534**					**182**	**0,352**	**64**		**5,5**	**1,9**
			C_2	**252**		**541**					**63**	**0,238**	**14**		**1,9**	**0,5**
	IV	ГН	B	237	4,8	1135	0,30	0,56	0,870	0,900	149	0,401	60	30	4,5	1,8
		ГНВ		132	5,1	674	0,31	0,61	0,870	0,900	100	0,367	37	30	3,0	1,1
		ЧН		51	7,0	355	0,32	0,60	0,870	0,900	53	0,442	23	30	1,6	0,7

		ВН		247	4,9	1214	0,32	0,52	0,870	0,900	158	0,398	63	30	4,7	1,9
		ГН	C_1	521	4,9	2531	0,30	0,56	0,870	0,900	333	0,304	101	30	10,0	3,0
		ГНВ		232	5,3	1235	0,31	0,61	0,870	0,900	183	0,317	58	30	5,5	1,7
		ЧН		25	7	175	0,32	0,60	0,870	0,900	26	0,413	11	30	0,8	0,3
		ВН		2375	2,9	6926	0,32	0,52	0,870	0,900	902	0,292	263	30	27,1	7,9
	итого по IV блоку		**B**	**667**		**3378**					**460**	**0,398**	**183**		**13,8**	**5,5**
			C_1	**3153**		**10867**					**1444**	**0,300**	**433**		**43,4**	**12,9**
			B+C_1	**3820**		**14245**					**1904**		**616**		**57,2**	**18,4**
Итого по Ne-II горизонту			**B**	**1419**		**6487**					**909**	**0,384**	**349**		**27,3**	**10,5**
			C_1	**3785**		**12617**					**1655**	**0,307**	**508**		**49,8**	**15,1**
			B+C_1	**5204**		**19104**					**2564**	**0,334**	**857**		**77,1**	**25,6**
			C_2	**300**		**560**					**66**	**0,227**	**15**		**2,0**	**0,5**
I-1-J_2	р-н скв 314	ЧН	**C_1**	204	1,4	288	0,3	0,56	0,972	0,881	41	0,497	20	32,2	1,3	0,6
	р-н скв 102	ЧН	**B**	47	1,4	67	0,28	0,67	0,972	0,881	11	0,458	5	32,2	0,4	0,2
	р-н скв 251	ЧН	**C_2**	10	1,2	12	0,22	0,45	0,972	0,881	1	0,346	0	32,2	0,0	0,0
	р-н скв 237	ЧН	**C_2**	35	2,3	80	0,34	0,54	0,972	0,881	13	0,346	4	32,2	0,4	0,1
	р-н скв 306	ЧН	**C_1**	56	0,9	48	0,33	0,50	0,972	0,881	7	0,456	3	32,2	0,2	0,1
итого по I-1-J_2			**B**	**47**		**67**					**11**	**0,455**	**5**		**0,4**	**0,2**
			C_1	**260**		**336**					**48**	**0,479**	**23**		**1,5**	**0,7**
			B+C_1	**307**		**403**					**59**		**28**		**1,9**	**0,9**
			C_2	**45**		**92**					**14**	**0,346**	**4**		**0,4**	**0,1**
I-2-J_2	р-н скв 314	ЧН	B	828	2,6	2182	0,28	0,64	0,972	0,881	335	0,529	177	32,2	10,8	5,7
		ВН		18	1,2	22	0,28	0,64	0,972	0,881	3	0,520	2	32,2	0,1	0,1
	итого			**846**		**2204**					**338**	**0,530**	**179**		**10,9**	**5,8**
	р-н скв. 1 и 103	ЧН	B	90	1,2	108	0,28	0,62	0,972	0,881	16	0,449	7	32,2	0,5	0,2
		ВН		17	1,2	20	0,28	0,62	0,972	0,881	3	0,465	1	32,2	0,1	0,0
	итого			**107**		**128**					**19**	**0,421**	**8**		**0,6**	**0,2**
	р-н скв. 238	ВН	C_1	24	0,6	14	0,25	0,5	0,972	0,881	1	0,519	1	32,2	0,0	0,0
	р-н скв. 349	ВН	C_2	46	1,7	78	0,28	0,58	0,972	0,881	11	0,346	4	32,2	0,4	0,1
итого по I-2-J_2			**B**	**953**		**2332**					**357**	**0,524**	**187**		**11,5**	**6,0**
итого по I-2-J_2			**C_1**	**24**		**14**					**1**	**0,519**	**1**		**0**	**0**
			B+C_1	**977**		**2346**					**358**		**188**		**11,5**	**6,0**
			C_2	**46**		**78**					**11**	**0,346**	**4**		**0,4**	**0,1**
итого по I-J_2			**B**	**1000**		**2399**					**368**	**0,522**	**192**		**11,9**	**6,2**
			C_1	**260**		**336**					**49**	**0,490**	**24**		**1,5**	**0,7**
			B+C_1	**1260**		**2735**					**417**		**216**		**13,4**	**6,9**
			C_2	**91**		**170**					**25**	**0,346**	**8**		**0,8**	**0,2**
II-J_2		ГН	A	224	1,1	242	0,29	0,59	0,897	0,879	33	0,537	18	37,5	1,2	0,7
		ЧН		1453	2	2975	0,29	0,63	0,897	0,879	429	0,562	241	37,5	16,1	9,0
		ВН		235	1,4	339	0,30	0,62	0,897	0,879	50	0,526	26	37,5	1,9	1,0
Итого по II-J_2 горизонту			**A**	**1912**		**3556**					**512**	**0,557**	**285**		**19,2**	**10,7**
III-J_2		ГН	B	205	5,3	1081	0,30	0,75	0,943	0,875	201	0,498	100	28,1	5,6	2,8
		ЧН		1156	5,5	6391	0,29	0,69	0,943	0,875	1055	0,518	546	28,1	29,6	15,3
		ВН		922	3,1	2895	0,29	0,63	0,943	0,875	436	0,447	195	28,1	12,3	5,5
Итого по III-J_2 горизонту			**B**	**2283**		**10367**					**1692**	**0,497**	**841**		**47,5**	**23,9**
IV-J_2		ГН	A	257	2,4	607	0,28	0,62	0,918	0,876	85	0,501	43	29,2	2,5	1,3
		ГНВ		140	3,3	457	0,30	0,46	0,918	0,876	51	0,33	17	29,2	1,5	0,5
		ЧН		73	3	219	0,27	0,75	0,918	0,876	36	0,500	18	29,2	1,1	0,5
		ВН		455	2,9	1328	0,30	0,67	0,918	0,876	215	0,465	100	29,2	6,3	2,9
		ГН	C_1	30	1,0	30	0,28	0,62	0,918	0,876	4	0,3	1	29,2	0,1	0,0
		ГНВ		2	1,0	2	0,30	0,46	0,918	0,876	0	0,267	0	29,2	0,0	0,0
		ВН		9	1,0	9	0,30	0,67	0,918	0,876	1	0,235	0	29,2	0,0	0,0
Итого по IV-J_2 горизонту			**A**	**925**	**2,8**	**2611**					**387**	**0,460**	**178**		**11,4**	**5,2**
			C_1	**41**	**1,0**	**41**					**5**	**0,200**	**1**		**0,1**	**0**
			A+C_1	**966**		**2652**					**392**		**179**		**11,5**	**5,2**
V-J_2		ГН	A	376	10,3	3886	0,29	0,69	0,918	0,876	625	0,455	284	23,9	14,9	6,8
		ГНВ		24	15,6	374	0,3	0,59	0,918	0,876	53	0,496	26	23,9	1,3	0,6
		ЧН		229	5,9	1344	0,28	0,70	0,918	0,876	212	0,515	109	23,9	5,1	2,6

		ВН		1456	6,8	9870	0,28	0,69	0,918	0,876	1533	0,527	808	23,9	36,6	19,3
Итого по V-J_2 горизонту			**А**	**2085**	**7,4**	**15474**					**2423**	**0,506**	**1227**		**57,9**	**29,3**
VI-J_2		ГНВ	А	2048	5,6	11431	0,27	0,61	0,973	0,873	1599	0,237	379	35,6	56,9	13,5
		ВН		1026	1,8	1844	0,26	0,54	0,973	0,873	220	0,185	41	35,6	7,8	1,5
Итого по VI-J_2 горизонту			**А**	**3074**	**4,3**	**13275**					**1819**	**0,231**	**420**		**64,7**	**15,0**
РТ-II		ГН	C_1	277	2,1	579	0,27	0,54	0,838	0,808	57	0,009	1	82,5	4,7	0,1
		ЧН		134	3,6	482	0,24	0,55	0,838	0,808	43	0,197	8	82,5	3,5	0,7
		ВН		309	2,3	722	0,26	0,52	0,838	0,808	66	0,121	8	82,5	5,4	0,7
		ГН	C_2	197	1,0	203	0,27	0,54	0,838	0,808	20	0,043	1	82,5	1,7	0,1
		ЧН		33	1,3	43	0,24	0,55	0,838	0,808	4	0,043	0	82,5	0,3	0,0
		ВН		63	1,0	63	0,26	0,52	0,838	0,808	6	0,043	0	82,5	0,5	0,0
Итого по РТ-II горизонту			**C_1**	**720**	**2,5**	**1783**					**166**	**0,102**	**17**		**13,6**	**1,5**
			C_2	**293**	**1,1**	**309**					**30**	**0,043**	**1**		**2,5**	**0,1**
РТ-III		ЧН	C_1	946	3,8	3560	0,23	0,59	0,822	0,796	316	0,098	31	82,5	26,1	2,6
		ВН		467	2,4	1105	0,25	0,52	0,822	0,796	94	0,105	10	82,5	7,8	0,8
Итого по РТ-III горизонту			**C_1**	**1413**		**4665**					**410**	**0,100**	**41**		**33,9**	**3,4**
Итого по РТ			**C_1**			**6448**					**576**	**0,101**	**58**		**47,5**	**4,9**
			C_2			**309**					**30**	**0,043**	**1**		**2,5**	**0,1**
Итого по Восточному крылу			**А**	**7996**		**34916**					**5141**	**0,410**	**2110**		**153,2**	**60,2**
Итого по Восточному крылу			**В**	**4702**		**19253**					**2969**	**0,465**	**1382**		**86,7**	**40,3**
			C_1	**7231**		**23458**					**2890**	**0,237**	**684**		**117**	**23,5**
			А+В+C_1	**19929**		**77627**					**11000**	**0,380**	**4176**		**356,9**	**124,0**
			C_2	**3232**		**6443**					**955**	**0,121**	**116**		**30,2**	**3,6**
Юго-восточное поле Восточного крыла																
РТ		ГНВ	C_1	735	6,4	4714	0,24	0,68	0,770	0,784	464	0,106	49	159,22	73,9	7,8
		ВН		487	5,9	2850	0,24	0,62	0,770	0,784	256	0,139	36	159,22	40,8	5,7
Итого по РТ			**C_1**	**1222**		**7564**					**720**	**0,118**	**85**		**114,7**	**13,5**
Южное поле Восточного крыла																
РТ		ГН	C_1	450	0,1	45	0,20	0,52	0,950	0,762	3	0,001	0	277	0,8	0,0
		ВН		50	8,1	405	0,20	0,52	0,950	0,762	30	0,150	5	277	8,3	1,4
Итого по РТ			**C_1**	**500**		**450**					**33**	**0,152**	**5**		**9,1**	**1,4**
Южное крыло																
K_1а-I-А	линза	ЧН	C_1	415	1,8	747	0,30	0,55	0,980	0,888	107	0,317	34	22,7	2,4	0,8
		ЧН	C_2	176	1,3	230	0,29	0,50	0,980	0,888	29	0,259	8	22,7	0,7	0,2
	итого		**C_1**	**415**	**1,8**	**747**					**107**	**0,317**	**34**		**2,4**	**0,8**
			C_2	**176**	**1,3**	**230**					**29**	**0,259**	**8**		**0,7**	**0,2**
	р-н 16М	ГН	C_1	65	3,6	231	0,33	0,70	0,980	0,888	46	0,362	17	22,7	1,0	0,4
		ГНВ		131	1,9	251	0,33	0,70	0,980	0,888	50	0,412	21	22,7	1,1	0,5
		ВН		133	1,7	222	0,35	0,63	0,980	0,888	43	0,359	15	22,7	1,0	0,3
		ГН	C_2	53	2,5	133	0,33	0,70	0,980	0,888	27	0,191	5	22,7	0,6	0,1
		ГНВ		256	1,1	278	0,33	0,70	0,980	0,888	56	0,191	11	22,7	1,3	0,2
		ВН		67	1,4	95	0,35	0,63	0,980	0,888	18	0,191	3	22,7	0,4	0,1
	итого		**C_1**	**329**	**2,1**	**704**					**139**	**0,381**	**53**		**3,1**	**1,2**
			C_2	**376**	**1,3**	**506**					**101**	**0,191**	**19**		**2,3**	**0,4**
Итого по K_1а-I-А горизонту			**C_1**	**744**	**2,0**	**1451**					**246**	**0,354**	**87**		**5,5**	**2,0**
			C_2	**552**		**736**					**130**	**0,191**	**27**		**3,0**	**0,6**
K_1а-I-Б-1	I	ЧН	В	173	2,8	489	0,28	0,57	0,980	0,880	67	0,393	26	22,7	1,5	0,6
		ВН		31	1,4	43	0,30	0,55	0,980	0,880	6	0,335	2	22,7	0,1	0,1
	итого по I блоку		**В**	**204**		**532**					**73**	**0,384**	**28**		**1,6**	**0,6**
	II	ГН	В	27	4,0	108	0,27	0,56	0,980	0,880	14	0,346	5	22,7	0,3	0,1
		ЧН		202	2,8	558	0,28	0,55	0,980	0,880	74	0,185	14	22,7	1,7	0,3
		ГН	C_1	303	2,2	666	0,27	0,56	0,980	0,880	87	0,284	25	22,7	2,0	0,6
		ЧН		406	2,1	854	0,28	0,55	0,980	0,880	113	0,185	21	22,7	2,6	0,5
		ВН		28	1,0	28	0,28	0,55	0,980	0,880	4	0,386	2	22,7	0,1	0,0
		ГН	C_2	107	1,5	161	0,27	0,56	0,980	0,880	21	0,191	4	22,7	0,5	0,1
		ЧН		20	1	20	0,28	0,55	0,980	0,880	3	0,191	1	22,7	0,1	0,0
		ВН		2	1	2	0,28	0,55	0,980	0,880	0	0,191	0	22,7	0,0	0,0
	итого по II блоку		**В**	**229**		**666**					**88**	**0,216**	**19**		**2,0**	**0,4**

			C_1	**737**		**1548**					**204**	**0,235**	**48**		**4,7**	**1,1**
			C_2	**129**		**183**					**24**	**0,191**	**5**		**0,6**	**0,1**
	р-н скв.345	ВН	C_1	241	0,7	157	0,28	0,52	0,980	0,880	20	0,158	3	22,7	0,5	0,1
			C_2	187	0,7	122	0,28	0,52	0,980	0,880	15	0,191	3	22,7	0,3	0,1
	итого по р-н скв 345		**C_1**	**241**		**157**					**20**	**0,150**	**3**		**0,5**	**0,1**
			C_2	**187**		**122**					**15**	**0,191**	**3**		**0,3**	**0,1**
Итого по K_1а-I-Б-1 горизонту			**В**	**433**		**1198**					**161**	**0,292**	**47**		**3,6**	**1,0**
			C_1	**978**		**1705**					**224**	**0,228**	**51**		**5,2**	**1,2**
			В+C_1	**1411**		**2903**					**385**		**98**		**8,8**	**2,2**
			C_2	**316**		**305**					**39**	**0,191**	**8**		**0,9**	**0,2**
K_1а-I-Б-2	I (р-н скв. 339	ЧН	C_1	27	4,4	119	0,33	0,68	0,980	0,880	23	0,410	9	22,7	0,5	0,2
		ВН		105	2,4	257	0,33	0,68	0,980	0,880	50	0,238	12	22,7	1,1	0,3
	I (р-н скв. 151	ЧН	В	93	3,6	338	0,31	0,55	0,980	0,880	50	0,286	14	22,7	1,1	0,3
		ВН		42	4,0	166	0,25	0,58	0,980	0,880	21	0,297	6	22,7	0,5	0,1
		ЧН	C_1	67	5,0	335	0,31	0,55	0,980	0,880	49	0,321	16	22,7	1,1	0,4
		ВН		88	2,5	220	0,25	0,58	0,980	0,880	28	0,348	10	22,7	0,6	0,2
	итого по I блоку		**В**	**135**		**504**					**71**		**20**		**1,6**	**0,4**
			C_1	**287**		**931**					**150**		**47**		**3,3**	**1,1**
	II	ЧН	В	93	1,3	117	0,29	0,58	0,980	0,880	17	0,352	6	22,7	0,4	0,1
		ЧН	C_1	1573	4,8	7619	0,29	0,58	0,980	0,880	1105	0,252	278	22,7	25,1	6,3
		ВН		162	3,3	536	0,29	0,58	0,980	0,880	78	0,101	8	22,7	1,8	0,2
		ЧН	C_2	255	1,4	345	0,29	0,58	0,980	0,880	50	0,191	10	22,7	1,1	0,2
		ВН		35	1,0	35	0,29	0,58	0,980	0,880	5	0,191	1	22,7	0,1	0,0
	итого по II блоку		**В**	**93**		**117**					**17**		**6**		**0,4**	**0,1**
			C_1	**1735**		**8155**					**1183**		**286**		**26,9**	**6,5**
			C_2	**290**		**380**					**55**		**11**		**1,2**	**0,2**
Итого по K_1а-I-Б-2 горизонту			**В**	**228**		**621**					**88**	**0,295**	**26**		**2,0**	**0,5**
			C_1	**2022**		**9086**					**1333**	**0,250**	**333**		**30,2**	**7,6**
			C_2	**290**		**380**					**55**	**0,191**	**11**		**1,2**	**0,2**
Итого по К1а-I-Б-1+2 горизонту			**В**	**661**		**1819**					**249**	**0,293**	**73**		**5,6**	**1,5**
			C_1	**3000**		**10791**					**1557**	**0,247**	**384**		**35,4**	**8,8**
			В+C_1	**3661**		**12610**					**1806**	**0,253**	**457**		**41,0**	**10,3**
			C_2	**606**		**685**					**94**	**0,191**	**19**		**2,1**	**0,4**
			В+C_1+C_2	**4267**		**13295**					**1900**		**476**		**43,1**	**10,7**
Итого по K_1а-I горизонту			**В**	**661**		**1819**					**249**	**0,293**	**73**		**5,6**	**1,5**
			C_1	**3744**		**12242**					**1803**	**0,261**	**471**		**40,9**	**10,8**
			В+C_1	**4405**		**14061**					**2052**	**0,265**	**544**		**46,5**	**12,3**
			C_2	**1158**		**1421**					**224**	**0,205**	**46**		**5,1**	**1,0**
			В+C_1+C_2	**5563**		**15482**					**2276**		**590**		**51,6**	**13,3**
K_1а-II	I	ЧН	В	9	4,2	38	0,33	0,63	0,958	0,878	7	0,336	2	22,7	0,2	0,0
		ВН		55	4,7	256	0,29	0,55	0,958	0,878	34	0,274	9	22,7	0,8	0,2
		ВН	C_1	362	1,8	642	0,29	0,55	0,958	0,878	86	0,137	12	22,7	2,0	0,3
	итого по I блоку		**В**	**64**	**4,6**	**294**					**41**	**0,268**	**11**		**1,0**	**0,2**
			C_1	**362**	**1,8**	**642**					**86**	**0,137**	**12**		**2,0**	**0,3**
			В+C_1	**426**		**936**					**127**		**23**		**3,0**	**0,5**
	II	ГН	В	105	11,0	1156	0,35	0,74	0,958	0,878	252	0,208	52	22,7	5,7	1,2
		ЧН		160	5,2	838	0,32	0,65	0,958	0,878	147	0,276	41	22,7	3,3	0,9
		ГНВ		273	9,5	2590	0,30	0,62	0,958	0,878	405	0,299	121	22,7	9,2	2,7
		ВН		274	6,8	1864	0,30	0,62	0,958	0,878	292	0,254	74	22,7	6,6	1,7
		ЧН	C_1	118	4,4	519	0,32	0,65	0,958	0,878	91	0,194	18	22,7	2,1	0,4
		ВН		160	2,6	415	0,30	0,62	0,958	0,878	65	0,154	10	22,7	1,5	0,2
K_1а-II	**итого по II блоку**		**В**	**812**		**6448**					**1096**	**0,263**	**288**		**24,8**	**6,5**
			C_1	**278**		**934**					**156**	**0,179**	**28**		**3,6**	**0,6**
			В+C_1	**1090**		**7382**					**1252**		**316**		**28,4**	**7,1**
	р-н скв.16М	ВН	C_1	478	1,5	722	0,27	0,59	0,958	0,878	97	0,254	25	22,7	2,2	0,6
	итого р-н скв.16 М		**C_1**	**478**		**722**					**97**	**0,254**	**25**		**2,2**	**0,6**
Итого по K_1а-II горизонту			**В**	**876**		**6742**					**1137**	**0,263**	**299**		**25,8**	**6,7**

			C_1	**1118**		**2298**					**339**	**0,192**	**65**		**7,8**	**1,5**
			B+C_1	**1994**		**9040**					**1476**		**364**		**33,6**	**8,2**
Ne-I-A	линза р-н скв.318	ВН	C_1	367	1,7	612	0,27	0,54	0,870	0,874	68	0,391	27	30	2,0	0,8
	Итого		**C_1**	**367**		**612**					**68**	**0,391**	**27**		**2,0**	**0,8**
	р-н скв 360	ЧН	C_2	48	0,9	43	0,28	0,54	0,870	0,874	5	0,293	1	30	0,2	0,0
		ВН		182	0,9	164	0,28	0,54	0,870	0,874	19	0,293	6	30	0,6	0,2
	Итого		**C_2**	**230**		**207**					**24**	**0,293**	**7**		**0,8**	**0,2**
Итого по Ne-I-A горизонту			**C_1**	**367**		**612**					**68**	**0,391**	**27**		**2,0**	**0,8**
			C_2	**230**		**207**					**24**	**0,293**	**7**		**0,8**	**0,2**
Ne-I-Б	р-н скв.360	ВН	C_1	191	2,5	486	0,33	0,58	0,870	0,879	71	0,407	29	30	2,1	0,9
Итого по Ne-I-Б горизонту			**C_1**	**191**		**486**					**71**	**0,407**	**29**		**2,1**	**0,9**
Итого по Ne-I горизонту			**C_1**	**558**		**1098**					**139**	**0,403**	**56**		**4,1**	**1,7**
			C_2	**230**		**207**					**24**	**0,302**	**7**		**0,8**	**0,2**
Итого по Южному крылу			**B**	**1537**		**8561**					**1386**	**0,268**	**372**		**31,4**	**8,2**
			C_1	**5420**		**15638**					**2281**	**0,260**	**592**		**52,8**	**14,0**
			B+C_1	**6957**		**24199**					**3667**		**964**		**84,2**	**22,2**
			C_2	**1388**		**1628**					**248**	**0,201**	**53**		**5,9**	**1,2**
Северо-западное крыло																
K_1a	I	ЧН	B	80	9,5	762	0,30	0,59	0,965	0,902	117	0,317	37	20,7	2,4	0,8
		ВН		354	5,1	1812	0,26	**0,59**	0,965	0,902	242	0,284	69	20,7	5,0	1,4
	итого по I блоку		**B**	**434**		**2574**					**359**	**0,295**	**106**		**7,4**	**2,2**
	II	ЧН	B	10	10,7	107	0,29	0,69	0,965	0,902	19	0,392	7	20,7	0,4	0,1
		ВН		112	2,8	313	0,29	0,69	0,965	0,902	55	0,307	17	20,7	1,1	0,4
	итого по II блоку		**B**	**122**		**420**					**74**	**0,324**	**24**		**1,5**	**0,5**
Итого по K_1a горизонту			**B**	**556**		**2994**					**433**	**0,300**	**130**		**8,9**	**2,7**
II-J_2	I	ЧН	A	224	3,5	783	**0,26**	**0,56**	0,965	0,866	95	0,638	61	22,4	2,1	1,4
		ВН		194	1,7	335	**0,28**	**0,48**	0,965	0,866	38	0,621	24	22,4	0,9	0,5
	итого по I блоку		**A**	**418**		**1118**					**133**	**0,639**	**85**		**3,0**	**1,9**
Итого по J_2-II горизонту			**A**	**418**		**1118**					**133**	**0,639**	**85**		**3,0**	**1,9**
III-J_2	I	ЧН	A	124	6	742	0,24	0,62	0,961	0,864	92	0,642	59	19,7	1,8	1,2
		ВН		182	3,2	584	0,25	**0,52**	0,961	0,864	63	0,632	40	19,7	1,2	0,8
	итого по I блоку		**A**	**306**	4,3	**1326**					**155**	**0,639**	**99**		**3,0**	**2,0**
Итого по J2-III горизонту			**A**	**306**		**1326**					**155**	**0,639**	**99**		**3,0**	**2,0**
IV-J_2	I	ЧН	A	248	4,4	1086	0,25	0,62	0,962	0,868	141	0,586	83	18	2,5	1,5
		ВН		227	1,9	437	0,28	0,53	0,962	0,868	54	0,414	22	18	1,0	0,4
	итого по I блоку		**A**	**475**		**1523**					**195**	**0,538**	**105**		**3,5**	**1,9**
Итого по IV-J_2 горизонту			**A**	**475**		**1523**					**195**	**0,538**	**105**		**3,5**	**1,9**
V-J_2	I	ВН	B	286	7,5	2131	0,25	0,66	0,934	0,873	287	0,478	137	20,2	5,8	2,8
	итого по I блоку		**B**	**286**		**2131**					**287**	**0,478**	**137**	20,2	**5,8**	**2,8**
Итого по V-J_2 горизонту			**B**	286		2131					**287**	**0,478**	**137**		**5,8**	**2,8**
Итого по Северо-Западному крылу			**A**	**1199**		**3967**					**483**	**0,598**	**289**		**9,5**	**5,8**
			B	**842**		**5125**					**720**	**0,371**	**267**		**14,7**	**5,5**
			A+B	**2041**		**9092**					**1203**		**556**		**24,2**	**11,3**
Итого по месторождению			**A**								**5624**	**0,427**	**2399**		**162,7**	**66,0**
			B								**5075**	**0,398**	**2021**		**132,8**	**54,0**
			C_1								**5924**	**0,231**	**1366**		**293,6**	**52,4**
			A+B+C_1								**16623**	**0,348**	**5786**		**589,1**	**172,4**
			C_2								**1203**	**0,140**	**169**		**36,1**	**4,8**

Таблица 1.8.3.9 – Подсчетные параметры и запасы газа газовой шапки месторождения Матин

Горизонт, залежь	Блок	Зона насыщения	Категория	Площадь газоносности, тыс.м^2	Средневзвеш. эффект. газонасыщенная толщина, м	Объем газонасыщенных пород, тыс. м^3	Коэффициенты, доли ед.		Пластовое давление, Мпа		Поправка на отклонение от закона Бойля-Мариотта		Поправка за температуру	Коэфф. перевода мегапаскалей в физические атмосфер	Геологические запасы газа млн.м^3	Коэфф. извлечения газа, д.ед	Извлекаемые запасы газа, млн.м^3
							открытой пористости	газонасыщенности	Начальное	Конечное	Начальное	Конечное					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Ne-I	I	ЧГ	C_1	166	5,2	867	0,29	0,58	5,2	0,1	1,1	1,0	0,977	9,7	8	1	8
		ГН		56	2,9	164	0,28	0,50	5,2	0,1	1,1	1,0	0,977	9,7	1	1	1
		ГНВ		7	1,0	7	0,28	0,50	5,2	0,1	1,1	1,0	0,977	9,7	0	1	0
	итого по I блоку		**C_1**	**229**	**4,5**	**1038**									**9**		**9**
	II б	ГН	C_1	98	4,2	415	0,30	0,61	5,2	0,1	1,1	1,0	0,977	9,7	4	1	4
		ГНВ		267	2,8	747	0,35	0,66	5,2	0,1	1,1	1,0	0,977	9,7	9	1	9
		ЧГ	C_2	131	1,8	233	0,30	0,76	5,2	0,1	1,1	1,0	0,977	9,7	3	1	3
		ГН		392	3,9	1528	0,30	0,61	5,2	0,1	1,1	1,0	0,977	9,7	15	1	15
		ГНВ		276	2,0	559	0,35	0,66	5,2	0,1	1,1	1,0	0,977	9,7	7	1	7
	итого по II б блоку		**C_1**	**365**	**3,2**	**1162**									**13**		**13**
			C_2	**799**	**2,9**	**2320**									**25**		**25**
	III	ГН	C_2	86	1,6	136	0,31	0,58	5,2	0,1	1,1	1,0	0,977	9,7	1	1	1
		ГНВ		101	1,0	106	0,31	0,58	5,2	0,1	1,1	1,0	0,977	9,7	1	1	1
	итого по III блоку		**C_2**	**187**	**1,3**	**242**									**2**		**2**
	IV	ЧГ	C_1	10	6,0	60	0,31	0,68	5,2	0,1	1,1	1,0	0,977	9,7	1	1	1
		ГН		59	4,7	276	0,31	0,68	5,2	0,1	1,1	1,0	0,977	9,7	3	1	3
		ГНВ		64	1,3	80	0,32	0,63	5,2	0,1	1,1	1,0	0,977	9,7	1	1	1
		ГН	C_2	35	3,3	115	0,31	0,68	5,2	0,1	1,1	1,0	0,977	9,7	1	1	1
		ГНВ		640	1,6	1002	0,32	0,63	5,2	0,1	1,1	1,0	0,977	9,7	11	1	11
	итого по IV блоку		**C_1**	**133**	**3,1**	**416**									**5**		**5**
			C_2	**675**	**1,7**	**1117**									**12**		**12**
Итого по Ne-I горизонту			**C_1**	**727**	**3,6**	**2616**									**27**		**27**
			C_2	**1661**	**2,2**	**3679**									**39**		**39**
Ne-II	I	ЧГ	C_1	195	5,6	1087	0,28	0,60	5,6	0,1	1,1	1,0	0,985	9,7	11	1	11
		ГН		101	2,2	220	0,26	0,76	5,6	0,1	1,1	1,0	0,985	9,7	3	1	3
	итого по I блоку		**C_1**	**296**	**4,4**	**1307**									**14**		**14**
	II а	ЧГ	C_1	13	9,5	124	0,33	0,57	5,6	0,1	1,1	1,0	0,985	9,7	1	1	1
		ГН		305	5,0	1534	0,31	0,63	5,6	0,1	1,1	1,0	0,985	9,7	17	1	17
	итого по II а блоку		**C_1**	**318**	**5,2**	**1658**									**18**		**18**
	II б	ЧГ	C_1	379	6,4	2433	0,31	0,63	5,6	0,1	1,1	1,0	0,985	9,7	28	1	28
		ГН		125	5,2	645	0,28	0,61	5,6	0,1	1,1	1,0	0,985	9,7	6	1	6
		ГНВ		80	2,3	180	0,29	0,56	5,6	0,1	1,1	1,0	0,985	9,7	2	1	2
		ЧГ	C_2	469	5,9	2746	0,31	0,63	5,6	0,1	1,1	1,0	0,985	9,7	31	1	31
		ГН		116	5,6	644	0,28	0,61	5,6	0,1	1,1	1,0	0,985	9,7	6	1	6
		ГНВ		11	2,8	31	0,29	0,56	5,6	0,1	1,1	1,0	0,985	9,7	0	1	0
	итого по II б блоку		**C_1**	**584**	**5,6**	**3258**									**36**		**36**
			C_2	**596**	**5,7**	**3421**									**37**		**37**
	III	ЧГ	C_1	59	6,7	397	0,26	0,49	5,6	0,1	1,1	1,0	0,985	9,7	3	1	3
		ГН		257	4,0	1027	0,28	0,45	5,6	0,1	1,1	1,0	0,985	9,7	7	1	7
		ГНВ		151	1,8	267	0,28	0,45	5,6	0,1	1,1	1,0	0,985	9,7	2	1	2
	итого по III блоку		**C_1**	**467**	**3,6**	**1691**									**12**		**12**
Ne-II	IV	ЧГ	C_1	95	5,1	483	0,29	0,54	5,6	0,1	1,1	1,0	0,985	9,7	4	1	4
		ГН		889	3,0	2693	0,30	0,56	5,6	0,1	1,1	1,0	0,985	9,7	26	1	26
		ГНВ		27	1,8	49	0,31	0,61	5,6	0,1	1,1	1,0	0,985	9,7	1	1	1
		ГН	C_2	391	2,4	923	0,30	0,56	5,6	0,1	1,1	1,0	0,985	9,7	9	1	9
		ГНВ		320	1,0	320	0,31	0,61	5,6	0,1	1,1	1,0	0,985	9,7	4	1	4
	итого по IV блоку		**C_1**	**1011**	**3,2**	**3225**									**31**		**31**
			C_2	**711**	**1,7**	**1243**									**13**		**13**
Итого по Ne-II горизонту			**C_1**	**2676**	**4,2**	**11139**									**111**		**111**

			C_2	**1307**	**3,6**	**4664**									**50**		**50**
II-J_2	II а	ЧГ	C_1	229	1,6	355	0,28	0,62	6,7	0,1	1,2	1,0	0,965	9,7	5	1	5
		ГН		224	1,1	241	0,29	0,59	6,7	0,1	1,2	1,0	0,965	9,7	3	1	3
Итого по J_2-II горизонту			**C_1**	**453**	**1,3**	**596**									**8**		**8**
III-J_2	II а	ГН	C_1	203	1,3	260	0,30	0,75	7,0	0,1	1,2	1,0	0,965	9,7	5	1	5
	итого по II а блоку		**C_1**	**203**	**1,3**	**260**									**5**		**5**
Итого по J_2-III горизонту			**C_1**	**203**	**1,3**	**260**									**5**		**5**
IV-J_2	II а	ЧГ	C_1	138	2,7	375	0,29	0,63	7,1	0,1	1,1	1,0	0,959	9,7	5	1	5
		ГН		287	1,5	439	0,28	0,62	7,1	0,1	1,1	1,0	0,959	9,7	6	1	6
		ГНВ		153	1,1	167	0,30	0,46	7,1	0,1	1,1	1,0	0,959	9,7	2	1	2
Итого по J_2-IV горизонту			**C_1**	**578**	**1,7**	**981**									**13**		**13**
V-J_2	II а	ГН	C_1	404	1,4	565	0,29	0,67	7,5	0,1	1,1	1,0	0,959	9,7	9	1	9
Итого по J_2-V горизонту			**C_1**	**404**	**1,4**	**565**									**9**		**9**
VI-J_2	II а	ГНВ	C_1	2162	5,6	12116	0,27	0,61	8,6	0,1	1,2	1,0	0,957	9,7	181	1	181
Итого по J_2-VI горизонту			**C_1**	**2162**	**5,6**	**12116**									**181**		**181**
PT-II		ЧГ	C_1	309	5,8	1780	0,22	0,57	9,6	0,1	1,27	1,0	0,922	9,7	24	1	24
		ГН		475	3,2	1524	0,27	0,54	9,6	0,1	1,27	1,0	0,922	9,7	24	1	24
Итого поPT-II горизонту			**C_1**	**784**	4,2	**3304**									**48**		**48**
Итого по Восточному крылу			**C_1**	**7987**		**31577**									**402**		**402**
			C_2	**1827**		**4546**									**89**		**89**
Юго-восточное поле Восточного крыла																	
PT		ГНВ	C_1	606	7,9	4796	0,24	0,68	12,76	0,1	1,18	1,0	0,922	9,7	105	1	105
Итого по PT			**C_1**	**606**	**7,9**	**4796**									**105**		**105**
Итого по Юго-восточному полю Восточного крыла			**C_1**	**606**	**7,9**	**4796**									**105**		**105**
Южное поле Восточного крыла																	
PT		ГН	C_1	224	2,0	458	0,22	0,61	12,8	0,1	1,70	1,0	0,948	9,7	12	1	12
Итого по PT			**C_1**	**224**	**2,0**	**458**									**12**		**12**
Южное крыло																	
K_1a-I-A	II	ЧГ	C_1	8	4,0	32	0,36	0,69	6,1	0,1	1,10	1,0	0,977	9,7	0	1	0
		ГН		22	2,9	63	0,36	0,69	6,1	0,1	1,10	1,0	0,977	9,7	1	1	1
		ГНВ		265	2,3	620	0,33	0,70	6,1	0,1	1,10	1,0	0,977	9,7	9	1	9
		ЧГ	C_2	189	3,2	603	0,36	0,69	6,1	0,1	1,10	1,0	0,977	9,7	9	1	9
		ГН		96	2,2	207	0,36	0,69	6,1	0,1	1,10	1,0	0,977	9,7	3	1	3
		ГНВ		158	1,7	270	0,33	0,70	6,1	0,1	1,10	1,0	0,977	9,7	4	1	4
Итого К1a-I-A			**C_1**	**295**	**2,4**	**715**									**10**		**10**
			C_2	**443**	**2,4**	**1080**									**16**		**16**
K_1a-I-Б-1	II	ЧГ	C_2	143	2,3	333	0,34	0,66	6,1	0,1	1,10	1,0	0,977	9,7	5	1	5
		ГН		475	1,7	787	0,27	0,56	6,1	0,1	1,10	1,0	0,977	9,7	7	1	7
	итого по II а блоку		**C_2**	**618**	**1,8**	**1120**									**12**		**12**
Итого по K_1a-I-Б-1 горизонту			**C_2**	**618**	**1,8**	**1120**									**12**		**12**
K_1a-II	II	ГН	C_1	2	5,0	10	0,35	0,74	6,1	0,1	1,10	1,0	0,977	9,7	0	1	0
		ГНВ		317	1,8	563	0,30	0,62	6,1	0,1	1,10	1,0	0,977	9,7	7	1	7
		ГН	C_2	102	3,8	389	0,35	0,74	6,1	0,1	1,10	1,0	0,977	9,7	6	1	6
		ГНВ		126	4,2	529	0,30	0,62	6,1	0,1	1,10	1,0	0,977	9,7	6	1	6
	итого по II блоку		**C_1**	**319**	**1,8**	**573**									**7**		**7**
			C_2	**228**	**4,0**	**918**									**12**		**12**
Итого по К1a-II горизонту			**C_1**	**319**	**1,8**	**573**									**7**		**7**
			C_2	**228**	**4,0**	**918**									**12**		**12**
Ne-I-Б	**р-н скв 318**	ЧГ	C_1	352	2,4	856	0,28	0,57	6,4	0,1	1,10	1,0	0,977	9,7	9	1	9
		ГВ		98	1,0	100	0,28	0,57	6,4	0,1	1,10	1,0	0,977	9,7	1	1	1
		ЧГ	C_2	141	1,5	211	0,28	0,57	6,4	0,1	1,10	1,0	0,977	9,7	2	1	2
		ГВ		55	1,1	62	0,28	0,57	6,4	0,1	1,10	1,0	0,977	9,7	1	1	1
Итого по Ne-I-Б горизонту			**C_1**	**450**	2,1	**956**									**10**		**10**
			C_2	**196**	1,4	**273**									**3**		**3**
Итого по Южному крылу			**C_1**	**1064**	**2,1**	**2244**									**27**		**27**
			C_2	**1485**	**2,3**	**3391**									**43**		**43**

Итого по месторождению	**C_1**	**9881**		**39075**									**546**		**546**
	C_2	**3312**		**7937**									**132**		**132**

Таблица 1.8.3.10 – Подсчетные параметры и запасы свободного газа месторождения Матин

Горизонт, залежь	Блок	Зона насыщения	Категория	Площадь газоносности, тыс.м^2	Средневзвеш. эффект. газонасыщенная толщина, м	Объем газонасыщенных пород, тыс. м^3	Коэффициенты, доли ед.		Пластовое давление, Мпа		Поправка на отклонение от закона Бойля-Мариотта		Поправка за температуру	Коэфф. перевода мегапаскалей в физические атмосфер	Геологические запасы газа млн.м^3	Коэфф. извлечения газа, д.ед	Извлекаемые запасы газа, млн.м^3
							открытой пористости	газонасыщенности	Начальное	Конечное	Начальное	Конечное					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
РТ-I		ЧГ	C_1	207	1,6	336	0,32	0,59	9,1	0,1	1,19	1,0	0,936	9,7	6	1	6
		ГВ	C_1	172	1,2	210	0,32	0,59	9,1	0,1	1,19	1,0	0,936	9,7	4	1	4
Итого поРТ-I горизонту			**C_1**	**379**	**1,4**	**546**									**10**		**10**
Итого по Восточному крылу			**C_1**	**379**		**546**									**10**		**10**
Юго-восточное поле Восточного крыла																	
РТ-0		ЧГ	C_2	**13**	2,5	**32**	0,21	0,54	12,76	0,1	1,18	1,0	0,922	9,7	0	1	0
		ГВ		**101**	1,2	**125**	0,21	0,54	12,76	0,1	1,18	1,0	0,922	9,7	2	1	2
Итого поРТ-0 горизонту			**C_2**	**114**	1,4	**157**									**2**		**2**
Итого по Юго-восточному полю Восточного крыла			**C_2**	**114**	**1,4**	**157**									**2**		**2**
Итого по месторождению			**C_1**	**379**		**546**									**10**		**10**
			C_2	**114**		**157**									**2**		**2**

Таблица 1.8.3.11 – Подсчет запасов парафина в нефти

Горизонт, залежь	Категория запасов	Начальные запасы нефти, тыс.т.		содержание парафина, вес %	Начальные запасы парафина, тыс.т.	
		Геолог.	Извлек.		Геолог.	Извлек.
1	2	3	4	5	6	7
Восточное крыло						
Ne-I	C_1	605	93	6,97	42,17	6,48
	C_2	834	92	6,97	58,13	6,41
Ne-II	B	909	349	3,52	32,00	12,28
	C_1	1655	508	3,52	58,26	17,88
	$B+C_1$	2564	857		90,26	30,16
	C_2	66	15	3,52	2,32	0,53
I- J_2	B	368	192	3,31	12,18	6,36
	C_1	49	24	3,31	1,62	0,79
	$B+C_1$	417	216		13,80	7,15
	C_2	25	8	3,31	0,83	0,26
II- J_2	A	512	285	1	5,12	2,85
III-J_2	B	1692	841	0,55	9,31	4,63
IV-J_2	A	387	178	2,48*	9,60	4,41
	C_1	5	1	2,48*	0,12	0,02
V- J_2	A	2423	1227	2,48	60,09	30,43
VI-J_2	A	1819	420	1,98	36,02	8,32
PT-II	C_1	166	17	1,66	2,76	0,28
	C_2	30	1	1,66	0,50	0,02
PT-III	C_1	410	41	1,79	7,34	0,73
Итого по Восточному крылу	**A**	**5141**	**2110**		**110,83**	**46,01**
	B	**2969**	**1382**		**53,49**	**23,27**
	C_1	**2890**	**684**		**112,27**	**26,18**
	$A+B+C_1$	**11000**	**4176**		**276,59**	**95,46**
	C_2	**955**	**116**		**61,78**	**7,22**
Юго-восточное поле Восточного крыла						
PT	**C_1**	**720**	**85**	**2,56**	**18,43**	**2,18**
Южное поле Восточного крыла						
PT	**C_1**	**33**	**5**	**2,56**	**0,84**	**0,13**
Южное крыло						
K_1a-I-A	C_1	246	87	4,39	10,80	3,82
	C_2	130	27	4,39	5,71	1,19
K_1a-I-Б-1	B	161	47	2,22	3,57	1,04
	C_1	224	51	2,22	4,97	1,13
	$B+C_1$	385	98		8,54	2,17
	C_2	39	8	2,22	0,87	0,18
K_1a-I-Б-2	B	88	26	2,22	1,95	0,58
	C_1	1333	333	2,22	29,59	7,39
	$B+C_1$	1421	359		31,54	7,97
	C_2	55	11	2,22	1,22	0,24
K_1a-II	B	1137	299	2,23	25,36	6,67
	C_1	339	65	2,23	7,56	1,45
	$B+C_1$	1476	364		32,92	8,12
Ne-I-A	C_1	68	27	3,18	2,16	0,86
	C_2	24	7	3,18	0,76	0,22
Ne-I-Б	C_1	71	29	4,98	3,54	1,44
Итого по Южному крылу	**B**	**1386**	**372**		**30,88**	**8,29**
	C_1	**2281**	**592**		**58,62**	**16,09**
	$B+C_1$	**3667**	**964**		**89,50**	**24,38**
	C_2	**248**	**53**		**8,56**	**1,83**
Северо-западное крыло						
K_1a	B	433	130	3,54	15,33	4,60
II-J_2	A	133	85	5,50	7,32	4,68
III- J_2	A	155	99	1,33	2,06	1,32

IV- J_2	A	195	105	1,35	2,63	1,42
V-J_2	B	287	137	1,35**	3,87	1,85
Итого по Северо-Западному крылу	**A**	**483**	**289**		**12,01**	**7,42**
	B	**720**	**267**		**19,2**	**6,45**
Итого по месторождению	**A**	**5624**	**2399**		**122,84**	**53,43**
	B	**5075**	**2021**		**103,57**	**38,01**
	C_1	**5924**	**1366**		**190,16**	**44,58**
	A+B+C_1	**16623**	**5786**		**416,57**	**136,02**
	C_2	**1203**	**169**		**70,34**	**9,05**

*- по аналогии с V-J_2 горизонтом

**- по аналогии с IV-J_2 горизонтом

Таблица 1.8.3.12 – Потенциальное содержание этана, пропана и бутанов в газе

Залежь	Вид газа	Катего-рия запасов	Запасы газа, млн.м^3		Потенциальное содержание, г/м^3			Геологические запасы в пластовом газе, тыс.т.			Извлекаемые запасы в пластовом газе, тыс.т.		
			Геолог.	Извлек.	этана	пропана	бутанов	этана	пропана	бутанов	этана	пропана	бутанов
1	2	3	4	5	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Восточное крыло													
Ne-I	Р	C_1	18,1	2,8	80,0	37,5	11,6	1,45	0,68	0,21	0,22	0,11	0,03
		C_2	24,9	2,8	80,0	37,5	11,6	1,99	0,93	0,29	0,22	0,11	0,03
Ne-II		В	27,3	10,5	60,9	20,9	27,0	1,66	0,57	0,74	0,64	0,22	0,28
		C_1	49,8	15,1	60,9	20,9	27,0	3,03	1,04	1,35	0,92	0,32	0,41
		C_2	2,0	0,5	60,9	20,9	27,0	0,12	0,04	0,05	0,03	0,01	0,01
Ne-I	ГШ	C_1	27,0	27,0	35,7	12,1	3,0	0,96	0,33	0,08	0,96	0,33	0,08
		C_2	39,0	39,0	35,7	12,1	3,0	1,39	0,47	0,12	1,39	0,47	0,12
Ne-II		C_1	111,0	111,0	56,7	15,7	5,5	6,29	1,75	0,62	6,29	1,75	0,62
		C_2	50,0	50,0	56,7	15,7	1,7	2,83	0,79	0,08	2,83	0,79	0,08
$I-J_2$	Р	В	11,9	6,2	98,1	39,5	17,6	1,17	0,47	0,21	0,61	0,25	0,11
		C_1	1,5	0,7	98,1	39,5	17,6	0,15	0,06	0,03	0,07	0,03	0,01
		C_2	0,8	0,2	98,1	39,5	17,6	0,08	0,03	0,01	0,02	0,01	0
$II-J_2$	Р	А	19,2	10,7	133,5	39,7	55,5	2,56	0,76	1,07	1,43	0,42	0,59
	ГШ	C_1	8,0	8,0	79,1	21,8	8,0	0,63	0,17	0,06	0,63	0,17	0,06
$III-J_2$	Р	В	47,5	23,6	94,5	29,8	34,3	4,49	1,42	1,63	2,23	0,7	0,81
	ГШ	C_1	5,0	5,0	94,5	29,8	34,3	0,47	0,15	0,17	0,47	0,15	0,17
$IV-J_2$	Р	А	11,4	5,2	57,4	3,1	7,5	0,65	0,04	0,09	0,3	0,02	0,04
		C_1	0,1	0,0	57,4	3,1	7,5	0,01	0	0	0	0	0
	ГШ	C_1	13,0	13,0	92,8	15,3	9,7	1,21	0,2	0,13	1,21	0,2	0,13
$V-J_2$	Р	А	57,9	29,3	95,0	18,9	18,3	5,5	1,09	1,06	2,78	0,55	0,54
	ГШ	C_1	9,0	9,0	83,7	16,8	8,4	0,75	0,15	0,08	0,75	0,15	0,08
$VI-J_2$	Р	А	64,7	15,0	66,9	16,8	10,4	4,33	1,09	0,67	1	0,25	0,16
	ГШ	C_1	181,0	181,0	117,8	19,4	8,7	21,32	3,52	1,57	21,32	3,52	1,57
PT-I	СВ	C_1	10,0	10,0	71,8	44,8	17,7	0,72	0,45	0,18	0,72	0,45	0,18
PT-II	Р	C_1	13,6	1,5	74,6	68,3	64,9	1,01	0,93	0,88	0,11	0,1	0,1
		C_2	2,5	0,1	74,6	68,3	64,9	0,19	0,17	0,16	0,01	0,01	0,01
	ГШ	C_1	48,0	48,0	74,6	68,3	148,4	3,58	3,28	7,12	3,58	3,28	7,12
PT-III	Р	C_1	33,9	3,4	163,1	218,2	204,1	5,53	7,4	6,92	0,55	0,74	0,69
Итого по Восточному	**Р**	**А**	**153,2**	**60,2**				**13,0**	**3,0**	**2,9**	**5,5**	**1,2**	**1,3**
		В	**86,7**	**40,3**				**7,3**	**2,5**	**2,6**	**3,5**	**1,2**	**1,2**

крылу		**C_1**	**117,0**	**23,5**				**11,2**	**10,1**	**9,4**	**1,9**	**1,3**	**1,2**
		A+B+C_1	**356,9**	**124,0**				**31,5**	**15,6**	**14,9**	**10,9**	**3,7**	**3,8**
		C_2	**30,2**	**3,6**				**2,4**	**1,2**	**0,5**	**0,3**	**0,1**	**0,1**
	СВ	**C_1**	**10,0**	**10,0**				**0,7**	**0,5**	**0,2**	**0,7**	**0,5**	**0,2**
	ГШ	**C_1**	**402,0**	**402,0**				**35,2**	**9,6**	**9,8**	**35,2**	**9,6**	**9,8**
		C_2	**89,0**	**89,0**				**4,2**	**1,3**	**0,2**	**4,2**	**1,3**	**0,2**
Юго-восточное поле Восточного крыла													
РТ-0	СВ	C_2	2,0	2,0	63,64	80,53	41,01	0,13	0,16	0,08	0,13	0,16	0,08
РТ	Р	C_1	114,7	13,5	101,21	113,48	138,49	11,61	13,02	15,88	1,37	1,53	1,87
	ГШ	C_1	105,0	105,0	63,64	80,53	41,01	6,68	8,46	4,31	6,68	8,46	4,31
Итого по Юго-восточному полю Восточного крыла	**СВ**	**C_2**	**2,0**	**2,0**				**0,13**	**0,16**	**0,08**	**0,13**	**0,16**	**0,08**
	Р	**C_1**	**114,7**	**13,5**				**11,61**	**13,02**	**15,88**	**1,37**	**1,53**	**1,87**
	ГШ	**C_1**	**105,0**	**105,0**				**6,68**	**8,46**	**4,31**	**6,68**	**8,46**	**4,31**
Южное поле Восточного крыла													
РТ	Р	C_1	9,1	1,4	74,63	68,27	64,90	0,68	0,62	0,59	0,1	0,1	0,09
	ГШ	C_1	12,0	12,0	74,63	68,27	64,90	0,9	0,82	0,78	0,9	0,82	0,78
Итого по Южному полю Восточного крыла	**Р**	**C_1**	**9,1**	**1,4**				**0,68**	**0,62**	**0,59**	**0,10**	**0,10**	**0,09**
	ГШ	**C_1**	**12,0**	**12,0**				**0,90**	**0,82**	**0,78**	**0,90**	**0,82**	**0,78**

Южное крыло													
K_1а-I-А	Р	C_1	5,5	2,0	58,65	15,74	25,57	0,32	0,09	0,14	0,12	0,03	0,05
		C_2	3,0	0,6	58,65	15,74	25,57	0,18	0,05	0,08	0,04	0,01	0,02
	ГШ	C_1	10,0	10,0	58,65	15,74	25,57	0,59	0,16	0,26	0,59	0,16	0,26
		C_2	16,0	16,0	58,65	15,74	25,57	0,94	0,25	0,41	0,94	0,25	0,41
K_1а-I-Б-1	Р	В	3,6	1,0	58,65	15,74	25,57	0,21	0,06	0,09	0,06	0,02	0,03
		C_1	5,2	1,2	58,65	15,74	25,57	0,3	0,08	0,13	0,07	0,02	0,03
		C_2	0,9	0,2	58,65	15,74	25,57	0,05	0,01	0,02	0,01	0	0,01
	ГШ	C_2	12,0	12,0	58,65	15,74	25,57	0,7	0,19	0,31	0,7	0,19	0,31
K_1а-I-Б-2	Р	В	2,0	0,5	58,65	15,74	25,57	0,12	0,03	0,05	0,03	0,01	0,01
		C_1	30,2	7,6	58,65	15,74	25,57	1,77	0,48	0,77	0,45	0,12	0,19
		C_2	1,2	0,2	58,65	15,74	25,57	0,07	0,02	0,03	0,01	0	0,01
K_1а-II	Р	В	25,8	6,7	78,12	10,25	19,78	2,02	0,26	0,51	0,52	0,07	0,13
		C_1	7,8	1,5	78,12	10,25	19,78	0,61	0,08	0,15	0,12	0,02	0,03
	ГШ	C_1	7,0	7,0	78,12	10,25	19,78	0,55	0,07	0,14	0,55	0,07	0,14
		C_2	12,0	12,0	78,12	10,25	19,78	0,94	0,12	0,24	0,94	0,12	0,24

Ne-I-А	Р	C_1	2,0	0,8	79,99	37,52	11,58	0,16	0,08	0,02	0,06	0,03	0,01
		C_2	0,8	0,2	79,99	37,52	11,58	0,06	0,03	0,01	0,02	0,01	0
Ne-I-Б	Р	C_1	2,1	0,9	79,99	37,52	11,58	0,17	0,08	0,02	0,07	0,03	0,01
	ГШ	C_1	10,0	10,0	35,69	12,08	3,02	0,36	0,12	0,03	0,36	0,12	0,03
		C_2	3,0	3,0	35,69	12,08	3,02	0,11	0,04	0,01	0,11	0,04	0,01
Итого по Южному крылу	**Р**	**В**	**31,4**	**8,2**				**2,35**	**0,35**	**0,65**	**0,61**	**0,1**	**0,17**
		C_1	**52,8**	**14,0**				**3,33**	**0,89**	**1,23**	**0,89**	**0,25**	**0,32**
		В+C_1	**84,2**	**22,2**				**5,68**	**1,24**	**1,88**	**1,5**	**0,35**	**0,49**
		C_2	**5,9**	**1,2**				**0,36**	**0,11**	**0,14**	**0,08**	**0,02**	**0,04**
	ГШ	**C_1**	**27,0**	**27,0**				**1,5**	**0,35**	**0,43**	**1,5**	**0,35**	**0,43**
		C_2	**43,0**	**43,0**				**2,69**	**0,6**	**0,97**	**2,69**	**0,6**	**0,97**
Северо-Западное крыло													
K_1a	Р	В	8,9	2,7	145,13	53,08	16,41	1,29	0,47	0,15	0,39	0,14	0,04
II-J_2	Р	А	3,0	1,9	87,85	34,59	22,20	0,26	0,1	0,07	0,17	0,07	0,04
III-J_2	Р	А	3,0	2	45,55	14,46	24,61	0,14	0,04	0,07	0,09	0,03	0,05
IV-J_2	Р	А	3,5	1,9	59,15	11,90	19,30	0,21	0,04	0,07	0,11	0,02	0,04
V-J_2	Р	В	5,8	2,8	77,62	30,57	18,58	0,45	0,18	0,11	0,22	0,09	0,05
Итого по Северо-Западному крылу	**Р**	**А**	**9,5**	**5,8**				**0,6**	**0,2**	**0,2**	**0,4**	**0,1**	**0,1**
		В	**14,7**	**5,5**				**1,7**	**0,7**	**0,3**	**0,6**	**0,2**	**0,1**
Итого по месторождению	**СВ**	**C_1**	**10,0**	**10,0**				**0,7**	**0,5**	**0,2**	**0,7**	**0,5**	**0,2**
		C_2	**2,0**	**2,0**				**0,13**	**0,16**	**0,08**	**0,13**	**0,16**	**0,08**
	ГШ	**C_1**	**546,0**	**546,0**				**44**	**19**	**15**	**44**	**19**	**15**
		C_2	**132,0**	**132,0**				**6,91**	**1,86**	**1,17**	**6,91**	**1,86**	**1,17**
	Р	**А**	**162,7**	**66,0**				**13,7**	**3,2**	**3,1**	**5,9**	**1,4**	**1,5**
		В	**132,8**	**54,0**				**11,4**	**3,5**	**3,5**	**4,7**	**1,5**	**1,5**
		C_1	**293,6**	**52,4**				**26,8**	**24,6**	**27,1**	**4,2**	**3,2**	**3,5**
		А+В+C_1	**589,1**	**172,4**				**51,9**	**31,3**	**33,7**	**14,8**	**6,0**	**6,4**
		C_2	**36,1**	**4,8**				**2,7**	**1,3**	**0,7**	**0,4**	**0,2**	**0,1**

1.8.3.5. Оценка воздействия на недра

Недра, по сравнению с другими компонентами окружающей среды, обладают некоторыми характерными особенностями, определяющими специфику оценки возможного ее изменения, это: достаточная инерционность системы, необратимость процессов, вызванных внешним воздействием, низкая способность к самовосстановлению (по сравнению с некоторыми биологическими компонентами). Необходимо отметить такую характерную особенность геологической среды, как полихронность, т.е. разная по времени динамика формирования компонентов. Например, породная компонента, сформировавшаяся в течение сотен тысяч миллионов лет, находится в равновесии с окружающей средой, а газовая компонента более динамична.

Состояние недр и протекающих в них процессов характеризуется по комплексу количественных и качественных показателей (уровень, температура, химический и газовый состав подземных вод, гранулометрический состав, пористость, плотность, водопроницаемость, влажность, коэффициенты фильтрации, уровнепьезопроводность, пластовое и насыщенное давление, давление конденсации, кажущееся электрическое сопротивление, радиоактивность горных пород и грунтов, величина запасов полезных
ископаемых, объемы их добычи и др.), устанавливаемых для отдельных компонентов недр.

На стадии разработки месторождения воздействие на недра может сопровождаться следующими видами влияния:

- нарушением температурного режима экзогенных геологических процессов (термокарст, термоэрозия, просадки и другие) с их возможным негативным проявлением (открытое фонтанирование, грифонообразование, обвалы стенок скважин) в техногенных условиях при бурении и эксплуатации скважин;
- загрязнением недр и подземных вод в результате внутрипластовых перетоков;
- аварийными разливами нефти и пластовой воды.

Согласно законодательству Республики Казахстан в области охраны недр, применительно к нефтяной промышленности следует выделить следующие аспекты:

- максимально возможное снижение потерь запасов нефти и газа при разведке и эксплуатации месторождения (выбросы и открытое фонтанирование, внутрипластовые перетоки);
- выбор, обоснование прогрессивных способов разработки и методов повышения нефтеотдачи, технологии добычи по экономическим и экологическим показателям, обеспечивающим оптимальную полноту и комплексность извлечения из недр нефти и газа;
- предотвращение открытых нефтяных и газовых фонтанов;

- исключение обводнения месторождения;
- предотвращение загрязнения подземных вод;
- при бурении скважин в условиях поглощения запрещается попадание растворов и материалов в пласты, содержащие хозяйственно-питьевые воды. При этом используются быстросхватывающиеся смеси, различные устройства и технологические процессы, такие, как бурение с использованием аэрированных растворов, пен и так далее;
- сведение к минимуму потерь добытой нефти, нефтяного и природного газа при эксплуатации, подготовке и транспорте нефти и газа;
- извлечение запасов нефти и газа при минимальных затратах;
- предотвращение загрязнения, заражения, опасной деформации и сейсмического воздействия на недра при бурении, эксплуатации, исследовании скважин, сооружении.

Большое значение, с точки зрения охраны недр имеет контроль над состоянием разработки месторождения, особенно за передвижением контуров нефтегазоводоносности, пластовым давлением, гидродинамической связью между пластами и т.д. Работа добывающих скважин должна вестись на установленных технологических режимах. Так как добывающие скважины являются капитальными сооружениями, рассчитанными на длительный срок эксплуатации, необходимо принимать меры по защите от коррозионного и эрозионного воздействия среды основного элемента

скважин – эксплуатационных колонн. Нарушение герметичности колонн может привести к образованию грифонов, межпластовых перетоков, открытому фонтанированию и другим последствиям.

На стадии разработки проекта разрабатываются и внедряются технологические решения и природоохранные мероприятия, позволяющие минимизировать экологический вред недрам при реализации проектных решений. Реализация мероприятий будет способствовать минимальному воздействию на недра.

Влияние проектируемых работ на геологическую среду можно оценить как:

- пространственный масштаб воздействия – ограниченный (2) – площадь воздействия до 10 км^2 для площадных объектов или на удалении 1 км от линейного объекта.;
- временной масштаб воздействия – многолетнее (4) – продолжительность воздействия от 3-х лет более;
- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – сильная (4) – изменения среды значительны, самовосстановление затруднено.

Таким образом, интегральная оценка составляет 32 балла, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости определена, как ***воздействие высокой значимости*** (28-64) – изменения в недрах значительно выходят за рамки естественных

изменений.

При реализациях проектных решений по каждому из вариантов разработки месторождения Матин ожидаются существенные воздействия на геологическую среду от намечаемой деятельности. Все негативные воздействия на недра сводятся к минимуму при выполнении принятых проектных и природоохранных решений.

1.8.3.6. Обоснование природоохранных мероприятий по сохранению недр

Мероприятия по охране недр являются важным элементом и составной частью всех основных технологических процессов на всех этапах строительства скважины.

На стадии разработки проекта разрабатываются и внедряются следующие технологические решения и природоохранные мероприятия, позволяющие минимизировать экологический вред недрам при реализации проектных решений:

- конструкции скважины в части надежности, технологичности и безопасности должны обеспечивать условия охраны недр и окружающей природной среды, в первую очередь за счет прочности и долговечности крепи скважин, герметичности обсадных колонн и перекрываемых ими кольцевых пространств, а также изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга, от проницаемых пород и дневной поверхности;
- обеспечение комплекса мер по предотвращению выбросов, открытого фонтанирования, грифонообразования, обвалов стенок скважин, поглощения промывочной жидкости и других осложнений. Для этого нефтяные, газовые и водоносные интервалы изолируются друг от друга, обеспечивается герметичность колонн, крепление ствола скважин кондуктором, промежуточными эксплуатационными колоннами с высоким качеством их цементажа;
- при нефтегазопроявлениях герметизируется устье скважины, и в дальнейшем работы ведутся в соответствии с планом ликвидации аварий.

При проведении любых видов работ должны соблюдаться «Правила охраны поверхностных вод Республики Казахстан», РНД 1.01.03-94 и следующие технические и организационные мероприятия, предупреждающие возможное негативное воздействие на подземные воды и временные поверхностные водотоки:

- При работе спецтехники соблюдать недопущение пролива нефтепродуктов в водный объект.
- Запрещается заправка топливом, мойка и ремонт автомобилей и других машин и механизмов вблизи водоохраной зоны;
- Контроль за водопотреблением и водоотведением;
- Не допускать загрязнения воды и береговой полосы водоема используемыми материалами для строительных работ (асфальтобетонные смеси, инертные материалы - песок,

щебень, гравий и т.д.)

- Своевременная ликвидация проливов (аварийная ситуация) ГСМ при работе транспорта;
- Организация системы сбора, хранения и своевременный вывоз производственных и бытовых отходов, образованные твердо-бытовые отходы (ТБО) и строительный мусор будут вывезены на специализированные предприятия для дальнейшего размещения или утилизации;
- Проведение всех видов деятельности в соответствии с требованиями экологических положений Республики Казахстан и т.д.

Реализация мероприятий будет способствовать минимальному воздействию на окружающую среду.

1.8.4. Оценка воздействия на земельные ресурсы и почвы

1.8.4.1. Состояние и условия землепользования, земельный баланс территории, намечаемой для размещения объекта

Почвы картируемой территории представлены определенным видовым составом, существенно отличаясь по качеству. Тем не менее, многие из них характеризуются общностью некоторых признаков, в частности, повышенной карбонатностью, щелочной реакцией почвенного раствора, присутствием хлористых и сернокислых водно-растворимых солей, отсутствием макроструктуры, слоистым сложением генетических горизонтов, малым содержанием гумуса

- Серо-бурые пустынные почвы
- Солончаки
- Солонцы

Общей особенностью почвенного покрова является: слабая дифференциация почвенного профиля на генетические горизонты, низкая гумусность, выпотной характер водно-солевого режима, сульфатный и хлоридно-сульфатный тип засоления, щелочная реакция водной суспензии.

Антропогенная нарушенность почв обусловливается как сельскохозяйственными, так и техногенными факторами, проявляясь в виде локальной и линейной деградации почвенного покрова.

В зависимости от характера антропогенного воздействия деградация почвенного покрова проявляется в полном или частичном уничтожении верхних генетических горизонтов почвенного профиля, нарушении их мощности, изменении физических (плотность, структура, порозность, связность, агрегированность и др.) и химических (содержание гумуса, элементов зольного питания, высокомолекулярных соединений, реакция почвенных суспензий, распределение солей по профилю и др.) свойств почв, нарушении водного режима.

Основными видами воздействия на почвенный покров является сельскохозяйственное и техногенное воздействие, которые проявляются через физическое (животными, человеком) и механическое (техногенное) нарушение. Все виды воздействия носят локальный и линейный характер.

На контрактной территории антропогенное воздействие на почвенный покров проявляется в форме механических и физических нарушений. В силу того, что зональные почвенные разности по своим морфогенетическим, водно-физическим и водно-химическим свойствам устойчивы к любым видам антропогенного воздействия, а выявленные нарушения незначительны по площади, общую степень нарушенности почвенного покрова можно классифицировать как слабая.

Основными экологическими требованиями по оптимальному землепользованию являются:

1) научное обоснование и прогнозирование экологических последствий предлагаемых земельных преобразований и перераспределения земель;

2) обоснование и реализация единой государственной экологической политики при планировании и организации использования земель и охраны всех категорий земель;

3) обеспечение целевого использования земель;

4) формирование и размещение экологически обоснованных компактных и оптимальных по площади земельных участков;

5) разработка комплекса мер по поддержанию устойчивых ландшафтов и охране земель;

6) разработка мероприятий по охране земель;

7) сохранение и усиление средообразующих, водоохранных, защитных, санитарноэпидемиологических, оздоровительных и иных полезных природных свойств лесов в интересах охраны здоровья человека и окружающей среды;

8) сохранение биоразнообразия и обеспечение устойчивого функционирования экологических систем.

Предоставление земельных участков для размещения и эксплуатации предприятий, сооружений и иных объектов производится с соблюдением экологических требований и учетом экологических последствий деятельности указанных объектов.

Для строительства и возведения объектов, не связанных с сельскохозяйственным производством, должны отводиться земли, не пригодные для сельскохозяйственных целей, с наименьшим баллом бонитета почвы.

1.8.4.2. Характеристика ожидаемого воздействия на почвенный покров (механические нарушения, химическое загрязнение), изменение свойств почв и грунтов в зоне влияния объекта

Основными источниками воздействия на почвенный покров в ходе реализации проектных

решений будут являться:

- транспорт и механизмы, задействованные при установке технологического оборудования и строительстве скважин;

- весь комплекс технологического оборудования, при условии нарушения технологии, возможных аварийных проливов и утечек нефтепродуктов;

- отходы производства и потребления.

Принимая во внимание источники, оказывающее негативное влияние на почвенный покров, воздействие на почвенный покров будет связано с:

- изъятием земель, для размещения технологического оборудования для строительства скважин, в том числе опосредованно, вследствие потери ими своей ценности при их загрязнении и деградации;

- механическими нарушениями почвенно-растительного покрова ввиду нарушения целостности почвенного профиля, вследствие передвижения автотранспорта и строительной техники по не санкционированным дорогам и бездорожью, что приводит к трудно восстанавливаемым, часто необратимым, изменениям почвенно-растительных экосистем, уничтожению коренной растительности, нарушению морфологических и биохимических свойств почвы, уплотнению поверхностных слоев, стимулированию развития ветровой эрозии;

- загрязнением почв, которое может происходить: непосредственно при разливе пластовых вод, углеводородного сырья вблизи скважин и при его транспортировке, химических реагентов, растворов, применяемые при бурении скважины, а также в случае нарушения условий и сроков временного хранения отходов производства и потребления.

Соблюдение всех проектируемых решений в процессе строительства скважины позволит обеспечить устойчивость природной среды к техническому воздействию с минимальным ущербом для окружающей среды.

Соблюдение регламента работ, осуществление ряда дополнительных технологических решений с целью увеличения надежности работы оборудования и проведения природоохранных мероприятий сведут к минимуму воздействие проектируемых работ на почвенный покров.

- пространственный масштаб воздействия – ограниченный (2) – площадь воздействия до 10 км^2 для площадных объектов или на удалении до 1000 м от линейного объекта.
- временной масштаб воздействия – многолетнее (4) – продолжительность воздействия от 3- лет и более;
- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – умеренная (3) – изменения среды превышают пределы природной изменчивости, приводит к нарушению отдельных компонентов природной среды, но среда сохраняет способность к самовосстановлению.

Таким образом, интегральная оценка составляет 24 балла, соответственно по показателям

матрицы оценки воздействия, категория значимости оценивается как ***воздействие средней значимости*** (9-27) – изменения в почвенном покрове превышают цепь естественных изменений, но почва сохраняет способность к самовосстановлению.

1.8.4.3. Организация экологического мониторинга почв

Мониторинг состояния почв - система наблюдений за состоянием техногенного загрязнения почв и грунта. Литомониторинг заключается в контроле показателей состояния грунтов на участках, подвергнувшихся техногенному нарушению, на предмет определения их загрязнения суммарными нефтяными углеводородами, солями тяжелых металлов и т.д.

Отбор проб и изучение почвогрунтов проводится по сети станций, размещение которых проводится относительно источников воздействия, с учетом реальной возможности проведения наблюдений и обеспечивает объективную оценку происходящих изменений.

Производственный мониторинг почвенного покрова должен проводиться в соответствии с «Программой производственного экологического контроля...» на стационарных экологических площадках (СЭП).

Пункты мониторинга почв должны располагаться в типичном месте ландшафта с учетом пространственного распространения основных почвенных разностей, направления их производственного использования и характера техногенных нарушений, с таким расчетом, чтобы полученная информация характеризовала процессы, происходящие в почвах на территории месторождения, его объектах и прилегающих участках.

Работы по контролю загрязнения почв, и оценки их качественного состояния регламентируются ГОСТом 17.4.3.01-83 «Охрана природы. Почвы. Общие требования к отбору проб».

Состояние химического состава почв измеряется по следующим ингредиентам: нефтепродукты, тяжелые металлы (свинец, медь, ртуть, цинк, кобальт, никель).Периодичность наблюдений за загрязнением почв – 2 раза в год. Интерпретация полученныханалитических данных проводится путем сравнения с нормативными показателями.

Контроль загрязнения почв на месторождении проводится с учетом определения в пробах: концентрации тяжелых металлов, концентрации углеводородов, удельной радиоактивности естественных радионуклидов.

Наблюдения за загрязнением почв общими нефтепродуктами и тяжелыми металлами (отбор проб) проводится, учитывая возможные сезонные колебания.

1.8.5. Оценка воздействия на растительность

1.8.5.1. Характеристика факторов среды обитания растений, влияющих на их состояние

Процесс строительства скважины и размещение технологического оборудования окажет

определенное воздействие на состояние растительности. Данное воздействие можно рассматривать, как совокупность механического воздействия и химического загрязнения.

При строительстве площадки скважины растительности будет нанесен урон – будет уничтожено или засыпано некоторое количество растений.

Загрязнение растительных экосистем химическими веществами может происходить непосредственно путем разлива углеводородов вблизи скважины и при их транспортировке. Источниками загрязнения являются также твердые и жидкие отходы производства. Наиболее опасными потенциальными источниками химического загрязнения являются скважины (при бурении скважин), места складирования отходов и др.

Координаты угловых точек контрактного участка м/р Матин относительно заповедных зон, памятников природы и охранных зон, не входят в земли государственного лесного фонда и особо охраняемых природных территорий со статусом юридического лица.

1.8.5.2. Характеристика воздействия объекта и сопутствующих производств на растительные сообщества территории

Во время строительства площадки скважины растительность прилегающих участков будет испытывать воздействие загрязнителей атмосферного воздуха, т.е. на растительность окажут влияние выбросы загрязняющих веществ в атмосферу.

Химическое загрязнение растительности в процессе осуществления проектируемых работ будет при испарениях нефтепродуктов из емкостей, аварийных разливах и утечках нефтепродуктов, фланцевые соединения и сальниковые уплотнения.

Воздействие вредных выбросов на растительность происходит как путем прямого их воздействия на растительность, так и путем косвенного воздействия через почву.

Попадание нефтепродуктов на почву, прежде всего, сказывается на гумусовом горизонте: количество углеродов в нем резко увеличивается, ухудшая свойства почв как питательного субстрата для растений.

Обволакивая корни растений, нефтепродукты резко снижают поступление влаги, что приводит к физиологическим изменениям и возможной гибели растений.

Главными причинами угнетения растений и их гибели в результате загрязнения служат нарушения в поступлении воды, питательных веществ и кислородное голодание. Вследствие подавления процессов нитрификации и аммонофикации в почве нарушается азотный режим, что в свою очередь вызывает азотное голодание. Интенсивное развитие нефтеокисляющих микроорганизмов сопряжено с активным потреблением ими элементов минерального питания, из-за чего может наблюдаться ухудшение пищевого режима растений.

Вредное влияние токсичных газов приводит к отмиранию отдельных частей растений, ухудшению роста и урожайности. Накопление вредных веществ в почве способствует уменьшению почвенного плодородия, нарушению минерального питания, отравлению корневых

систем и нарушению роста и гибели растения.

Учитывая компенсационные возможности местной флоры при соблюдении предусмотренных мероприятий можно сделать вывод, что выбросы загрязняющих веществ не окажут значительного химического влияния на состояние растительности.

При механических нарушениях короткоживущие виды растений на данной территории, восстанавливаются медленно, образуя переходные группировки с господством сорных видов, которые в дальнейшем сменяются зональным типом. Восстановление растительности в результате естественных процессов занимает длительное время: от 3-4 лет - для заселения пионерными видами и до 10 лет - для формирования сомкнутых сообществ.

Таким образом, механическое воздействие будет иметь место в период строительства. По окончании этих работ величина механического воздействия прекратится.

Влияние проектируемых работ на растительный покров можно оценить как:

- пространственный масштаб воздействия – ограниченный (2) – площадь воздействия до 10 км2 для площадных объектов или на удалении до 1000 м от линейного объекта;
- временной масштаб воздействия – многолетнее (4) – продолжительность воздействия постоянное;
- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – умеренное (3) – выведение земель из оборота вследствие расположения постоянных объектов, площадок хранения отходов и т.д. с последующей рекультивацией без биологической стадии.

Таким образом, интегральная оценка составляет 24 баллов, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости присваивается ***средняя*** (9-27) – изменения в среде превышает цепь естественных изменений, но среда восстанавливается без посторонней помощи в течение нескольких лет.

1.8.5.3. Обоснование объемов использования растительных ресурсов

Данными проектными решениями для строительства объекта не предполагается использование растительных ресурсов.

1.8.5.4. Определение зоны влияния планируемой деятельности на растительность

Зона влияния планируемой деятельности на растительность в качественной оценке предполагается локальной и не выходящей за границы лицензионного участка, на период проведения работ влияние на растительность низко, в целом на период строительства проектом не предусмотрен снос зеленых насаждений.

1.8.5.5. Ожидаемые изменения в растительном покрове

Значимых изменений в растительном покрове (видовой состав, состояние, продуктивность сообществ, оценка адаптивности генотипов, хозяйственное и функциональное значение, загрязненность, пораженность вредителями), в зоне строительства объекта не

ожидается, в связи с чем, последствия для жизни и здоровья населения отсутствуют.

1.8.5.6. Предложения по мониторингу растительного покрова

Мониторинг растительного покрова и мониторинг почв, как два взаимосвязанных компонента природной среды проводятся одновременно на стационарных экологических площадках.

Мониторинг растительности должен производиться в комплексе с изучением почвенного покрова. Это даст возможность более детально определить направление процессов природной и антропогенной динамики растительности и выявить негативные тенденции.

Интенсивность наблюдения также приурочена к периодичности отбора проб почв, но *не менее 1 раза в год.*

Слежение за растительным покровом осуществляется методом периодического описания фитоценозов, с указанием видового состава, обилия, общего и частного проективного покрытия растениями почвы, размещения видов, их фенологического развития и общего состояния.

Так же описываются экологические особенности местообитания, где особо отмечаются различные антропогенные воздействия, в том числе и загрязнения.

Результаты наблюдений регистрируются в специальных журналах. По результатам наблюдений определяется уровень воздействия объектов месторождения на состояние растительного покрова.

1.8.6. Оценка воздействия на животный мир

1.8.6.1. Характеристика воздействия объекта на видовой состав, численность фауны, ее генофонд, среду обитания, условия размножения, пути миграции места концентрации животных

Строительство скважины окажет определенное воздействие на животный мир. Данное воздействие можно рассматривать, как совокупность механического воздействия и химического загрязнения.

В зависимости от приуроченности к местам обитания, пресмыкающиеся пустынной зоны, делятся на виды, придерживающиеся строго определенных условий обитания (стенобионты) и виды, способные существовать в пустынях разного типа, порой резко отличающихся по условиям среды.

Механическое воздействие на фауну связано с нанесением беспокойства и возможно причинением физического ущерба, также выражается во временной потере мест обитания и мест кормления травоядных животных и, в свою очередь, утраты мест охоты хищных животных. И все это вследствие повышенного уровня шума, наличия техники, искусственного освещения и физической деятельности людей

Причинами механического воздействия на животный мир или беспокойства представителям фауны становится движение транспорта, погребение флоры (и некоторых

представителей фауны – насекомых, пресмыкающихся) при строительстве подъездных дорог и площадок. За исключением погребения, остальные виды воздействия носят временный и краткосрочный характер.

Химическое загрязнение может иметь место при случайном или аварийном разливе углеводородов и химических реагентов.

До минимума сократить химическое воздействие на животный мир можно строжайшим соблюдением норм и правил, технологии производства, профилактическим осмотром и ремонтом оборудования.

Практика многолетних наблюдений показывает, что распределение животных на территории месторождения неравномерное.

Особое место в распространении животных занимают преобразованные ландшафты (насыпи дорог, линии электропередач, нефтепроводы, промышленные сооружения), которые в целом имеют положительное значение, обогащая порой безжизненные пространства (особенно солончаковой пустыни) новыми экологическими нишами для обитания некоторых представителей животного мира (ящериц, змей). Плотность населения пресмыкающихся в преобразованных ландшафтах, как правило, выше. Однако здесь животные подвержены угрозе загрязнения нефтью (трубопроводы) при разливах, травмирования и гибели на автомобильных дорогах.

Для мелких грызунов и пресмыкающихся работы по строительству подъездных дорог и площадок могут грозить физической гибелью в незначительных пределах.

Таким образом, влияние проектируемых работ на животный мир можно оценить как:

- пространственный масштаб воздействия – ограниченный (2) – площадь воздействия до 10 км2 для площадных объектов или на удалении до 1000 м от линейного объекта.
- временной масштаб воздействия – многолетнее (4) – продолжительность воздействия от 3-лет и более;
- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – умеренная (3) – изменения среды превышают пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов природной среды, но среда сохраняет способность к самовосстановлению.

Таким образом, интегральная оценка составляет 24 балла, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости присваивается ***средняя*** (9-27) – изменения в среде превышают цепь естественных изменений, но растительность сохраняет способность к самовосстановлению.

Возможные нарушения целостности естественных сообществ. Нарушения целостности естественных сообществ, среды обитания, условий размножения, воздействие на пути миграции и места концентрации животных, сокращения их видового многообразия в зоне воздействия

объекта не ожидается, так как работы носят незначительный и кратковременный характер.

В целом, при разработке месторождения и строительстве скважин при соблюдении запланированных технологий и мероприятий, воздействие проектируемых работ (в том числе и образование отходов) на природные ландшафты от намечаемой деятельности не ожидается.

1.8.6.2. Возможные нарушения целостности естественных сообществ, среды обитания, условий размножения, воздействие на пути миграции и места концентрации животных

При оценке последствий техногенных воздействий (по И.А. Шилову, 2003 г.) на окружающую среду, учитывались:

- кумулятивный эффект любых долговременных воздействий на природные объекты (организмы, экосистемы и пр.);
- нелинейность дозовых эффектов воздействий на живые организмы, выражающиеся в виде непропорционально сильных биологических эффектов, от небольших доз воздействия, что связано с повышенной чувствительностью организмов к слабым (информационным) воздействиям;
- синергическое (совместное) действие различных факторов среды на живое, которое нередко приводит к неожиданным эффектам, не являющимся суммой ответов на оказанные действия;
- индивидуальные различия живых существ в чувствительности к действию факторов среды и в сопротивляемости неблагоприятным изменениям.

В результате изъятия земель для строительства объектов и сооружений происходит сокращение кормовой базы, ведущее к перестройке структуры зооценоза.

Проведение земляных работ, снятие верхнего слоя грунта, устройство насыпи, с одной стороны разрушает почвы и растительный покров, сокращая стации одних групп животных, с другой стороны открывает новые ниши для устройства убежищ других (песчанки, беспозвоночные).

Автомобильные дороги с интенсивным движением и большой скоростью автотранспорта являются угрозой для жизни животных.

Причем гибель одних видов животных привлекает на дороги хищников и насекомоядных (лисица, корсак, ежи, хищные птицы), которые в свою очередь становятся жертвами. Воздействие незначительное.

Антропогенное вытеснение (присутствие людей, техники, шум, запахи и пр.) оказывает наиболее существенное влияние на основные группы животных на стадии строительства.

Фактор беспокойства обусловлен движением автотранспорта, прокладкой дорог, линий связи и электропередачи, а также различными строительно-монтажными работами: карьерными выемками, траншеями и ямами, свалками строительного мусора, металлолома.

Антропогенное загрязнение условно подразделяют на эвтрофирующее и токсичное. В результате воздействия токсического фактора сменяются доминирующие виды, изменяются трофические связи, упрощается структура сообщества и пр. При сокращении общего числа видов в сообществе может возрастать число особей отдельных видов.

Воздействие незначительное.

Таким образом, в результате оценочных работ будет незначительное изменение, в рамках общего техногенного воздействия, ареалов распространения млекопитающих в результате общего антропогенного прессинга на территории месторождения.

Возможно, сокращение численности одних видов при одновременном увеличении численности и расширении ареала распространения преимущественно синантропных видов. Это, в свою очередь, повлечет за собой изменение трофических и других связей в зооценозах.

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:

- сооружение новых дорог и внедорожное использование транспортных средств;
- складирование вспомогательного оборудования;
- загрязнение территории нефтепродуктами и тяжелыми металлами, химреагентами, промышленно-бытовыми отходами, выбросами токсичных веществ;
- производственный шум, служащий фактором беспокойства для многих видов птиц и млекопитающих.

В период строительства скважины некоторые виды, вследствие фактора беспокойства, будут вытеснены и с прилежащей территории, у других возможно сокращение численности (тушканчики, зайцы, ландшафтные виды птиц, рептилии).

Постоянное присутствие людей, работающая техника и передвижение автотранспорта может оказать негативное влияние на условия гнездования птиц в ближайших окрестностях.

Вместе с тем планируемая хозяйственная деятельность не внесет существенных изменений в жизнедеятельность таких видов, как большая и краснохвостая песчанка, желтый суслик. Возможно появление в хозяйственных постройках домовой мыши и увеличение их численности на прилежащих участках.

Общее сокращение видов и количества ландшафтных птиц, в какой-то мере будет компенсироваться увеличением численности синантропных форм.

1.8.6.3. Предложения по мониторингу животного мира

Основными задачами производственного мониторинга за состоянием животного мира являются:

- оценка состояния животного мира на стационарных экологических площадках;
- определение особо чувствительных для представителей животного мира участков на месторождении.

Основной методикой сбора материала служат стандартные маршрутные пешие учеты земноводных, пресмыкающихся, птиц и отчасти млекопитающих.

Для установления видового состава и численности пресмыкающихся в биотопах с обнаженной почвенной поверхностью учетная полоса составляет в ширину 6-8 м, а на участках, сплошь покрытых растительностью, до 2 м. Длина маршрутов определяется емкостью биотопов. Данные учетов пересчитываются на 1 га.

Основным способом учета крупных хищных млекопитающих служит подсчет жилых нор и регистрация свежих следов. Мелких млекопитающих учитывают по стандартным методикам (ловушко-линии) с использованием ловушек «Геро» и капканов малого размера. Помимо этого, проводится сбор и анализ погадок хищных птиц (отрыгивание, непереваренные остатки пищи – шерсть, кости). Идентификация костных остатков в погадках хищных птиц, позволяет дополнить или уточнить фаунистический состав мелких млекопитающих в том или ином районе.

Для учета численности мелких грызунов (песчанок) используют маршрутно-колониальный метод, на основе которого вычисляют плотность зверьков на 1 га.

Птиц учитывают по общепринятым методам в полосе шириной 10-50 м, иногда до 500 м (в зависимости от особенностей местности и размеров птиц). Полученные данные пересчитывают на 1 га.

Кроме того, проводятся визуальные наблюдения за позвоночными животными и следами их жизнедеятельности при обходах местности и во время переездов на автомобиле.

Наблюдения на СЭП рекомендуется проводить не реже 1 раза в год.

Места закладки контрольных и мониторинговых площадок совпадают с участками, на которых проводится мониторинг почв и растительности. Данные наблюдений на площадках регистрируются и служат в последующем для сравнительного анализа.

1.8.7. Оценка физических воздействий на окружающую среду

1.8.7.1. Оценка возможного теплового, электромагнитного, шумового, воздействия и других типов воздействия, а также их последствий

Из физических факторов воздействия на окружающую среду и людей, в процессе

проектируемых работ, можно выделить:

- тепловое излучение;
- электромагнитное излучение;
- воздействие шума;
- воздействие вибрации.

1.8.7.2. Тепловое излучение

Тепловое излучение или более известное как инфракрасное излучение (ИК) можно разделить на две группы: естественного и техногенного происхождения.

Главным естественным источником ИК излучения является Солнце, также относятся действующие вулканы, термальные воды, процессы тепломассопереноса в атмосфере, все нагретые тела, пожары и т.п.

Исследование ИК спектров различных астрономических объектов позволило установить космические источники ИК излучения, присутствие в них некоторых химических соединений и определить температуру этих объектов.

К космическим источникам ИК излучения относятся холодные красные карлики, ряд планетарных туманностей, кометы, пылевые облака, ядра галактик, квазары и т.д.

К числу источников ИК техногенного происхождения относятся лампы накаливания, газоразрядные лампы, электрические спирали из нихромовой проволоки, нагреваемые пропускаемым током, электронагревательные приборы, печи самого различного назначения с использованием различного топлива (газа, угля, нефти, мазута и т.д.), электропечи, различные двигатели, реакторы атомных станций и т.д.

Чрезмерное увлечение ИК может привести к ожогам кожи, расстройствам нервной системы, общему перегреву тела человека, нарушению водосолевого баланса, работы сердца, тепловому удару и т.д.

Исследование теплового излучения человеческого тела с помощью тепловизоров дает информацию при диагностике различных заболеваний и контроле динамики их развития.

Солнечное излучение

Основным источником энергии для всех процессов, происходящих в биосфере, является солнечное излучение. Атмосфера, окружающая Землю, слабо поглощает коротковолновое (КВ) излучение Солнца, которое, в основном, достигает земной поверхности.

Под воздействием падающего солнечного потока в результате его поглощения земная поверхность нагревается и становится источником длинноволнового (ДВ) излучения, направленного к атмосфере. Атмосфера, с другой стороны, также является источником ДВ излучения, направленного к Земле. При этом возникает взаимный теплообмен между земной поверхностью и атмосферой.

Разность между КВ излучением, поглощенным земной поверхностью и эффективным излучением называется радиационным балансом. Преобразование энергии КВ солнечной радиации при поглощении ее земной поверхностью и атмосферой, теплообмен между ними составляет тепловой баланс Земли.

Главной особенностью радиационного режима атмосферы является парниковый эффект, который заключается в том, что КВ радиации большей частью доходит до земной поверхности, вызывая ее нагрев, а ДВ излучение от Земли задерживается атмосферой, уменьшая при этом теплоотдачу Земли в космос. Увеличение процентного содержания CO2, паров H2O, аэрозолей и т.п. будет усиливать парниковый эффект, что приводит к увеличению средней температуры нижнего слоя атмосферы и потеплению климата.

Тепловые загрязнения

Помимо роли атмосферы как теплозащитной оболочки и действия парникового эффекта, усугубляемого хозяйственной деятельностью человека, определенное влияние на тепловой баланс нашей планеты оказывают тепловые загрязнения в виде сбросового тепла в водоемы, реки, в атмосферу, главным образом, топливно-энергетического комплекса и, в меньшей степени, от промышленности.

Известно, что потребность населения в энергии удовлетворяется за счет электрической энергии. Значительная часть электрической энергии получается за счет преобразования тепловой энергии, выделяющегося при сгорании органического топлива.

При этом примерно 30% энергии топлива превращается в электрическую энергию, а 2/3 энергии поступает в окружающую среду в виде теплового загрязнения и загрязнения атмосферы продуктами сгорания. При увеличении энергии потребления будет увеличиваться загрязнение окружающей среды, если не принимать специальных мер.

В настоящее время установлена закономерность общего повышения температуры водоемов, рек, атмосферы особенно в местах нахождения электростанций, промышленных предприятий и крупных индустриальных районов.

Повышение температуры в атмосфере приводит к возникновению нежелательных воздушных потоков, изменению влажности воздуха и солнечной радиации и, конечном итоге, к изменению микроклимата.

Свет

Световое воздействие ожидается в ночное время в процессе производства строительных работ, а также при передвижении автотранспорта.

Наибольшее беспокоящее влияние световое воздействие будет оказать в периоды весенних и осенних миграций животных и птиц. На дорогах возможны случаи гибели животных, попавших под колеса автотранспорта, и птиц, погибающих от удара о корпус автомобиля.

Введение специальных ограничений значительно уменьшит гибель животных и птиц:

- запрет на проезд постороннего транспорта;
- проезд только по отведенным дорогам;
- запрет на ночной проезд (кроме спецтранспорта и в исключительных случаях);
- ограничение скорости движения автотранспорта.

В целом воздействие источников света в процессе проектируемых работ будет носить *незначительный и локальный характер.*

1.8.7.3. Электромагнитное излучение

Постоянный рост числа источников электромагнитных излучений, возрастание их мощности приводит к тому, что возникает электромагнитное загрязнение окружающей среды. Высоковольтные линии электропередач, трансформаторные подстанции, электрические двигатели, персональные компьютеры – все это источники электромагнитных излучений.

Электромагнитные поля (ЭМП)

Вследствие научно-технического прогресса электромагнитный фон Земли в настоящее время претерпел не только количественные, но качественные изменения.

Появились электромагнитные излучения таких длин волн, которые имеют искусственное происхождение.

К основным источникам ЭМП антропогенного происхождения относятся телевизионные станции, мощные радиотехнические объекты, промышленное технологическое оборудование, высоковольтные линии электропередач промышленной частоты, термические цеха, плазменные, лазерные и рентгеновские установки, атомные и ядерные реакторы и т.п. Следует также отметить техногенные источники электромагнитных и других физических полей специального назначения, применяемые в радиоэлектронном противодействии и размещенные на стационарных и передвижных объектах на земле, воде, под водой, в воздухе.

Биологическое действие ЭМП

Влияние электромагнитных полей на биосферу разнообразно и многогранно. Для решения этой трудной и важной проблемы требуется комплексный подход при участии широкого круга специалистов: биологов, медиков, геофизиков, биофизиков и т.д.

Взаимодействие электромагнитных полей с биологическим объектом определяется:

- параметрами излучения (частоты или длины волны, когерентностью колебания, скоростью распространения, поляризацией волны);
- физическими и биохимическими свойствами биологического объекта, как среды распространения ЭМП (диэлектрической проницаемостью, электрической проводимостью, длиной электромагнитной волны в ткани, глубиной проникновения, коэффициентом отражения от границы воздух-ткань).

Весь диапазон воздействия ЭМП на биообъекты можно условно разделить на три группы:

- постоянные и низкочастотные поля (до метрового диапазона длин волн);
- СВЧ диапазон (длины волны от 1 м до 1 см);
- миллиметровый и субмиллиметровый диапазон (длины волны от 10 мм до 0,1 мм).

Влияние ЭМП на человеческий организм может быть как полезным (лечебным), так и вредным.

Лечебное воздействие ЭМП используется в гипертермии, лазерной хирургии, физиотерапии, диатермии и т.д. Полезное действие ЭМП используется в медицинской диагностике.

При взаимодействии ЭМП с биологическим объектом излучения разделяют на ионизирующие и неионизирующие.

К ионизирующим относятся УФ, рентгеновские и γ-излучение.

Длинноволновые излучения (СВЧ, миллиметровые, субмиллиметровые) относятся к неионизирующим излучениям.

Энергетическое воздействие. Этот вид воздействия заключается в переходе поглощенной электромагнитной волны в тепло биоткани. Вредны для организма интенсивные ЭМП в любом диапазоне частот с плотностью мощности, превышающей десятки милливатт на 1см2 облучаемой площади.

Информационное воздействие. К такому виду воздействия ЭМП на биологический объект относится тот случай, когда падающее излучение низкой интенсивности не вызывает нагрев ткани, но полезный эффект оказывается значительным.

При информационном характере действия ЭМП изменяются характер и скорость передачи информации внутри организма, процесс формирования условных рефлексов, количество ключевых ферментов энергетического обмена и т.д.

Действие статического электрического поля. Статическое электрическое поле существенно влияет на живые организмы. Разряды, возникающие при стекании статических зарядов, вызывают испуг, раздражение, могут быть причиной пожара, взрыва, травмы, порчи микроэлектронных устройств и т.п. Длительное воздействие статических электрических полей с напряженностью более 1000 В/м вызывает у человека головную боль, утомленность, нарушение обмена веществ, раздражительность.

Защита от воздействия ЭМП

Для оценки воздействия ЭМП на человеческий организм с целью выбора способа защиты проводится сравнение фактических уровней излучателей с нормативными.

Измерение уровней излучений производится в порядке текущего санитарного надзора, при сдаче в эксплуатацию новых или реконструированных источников ЭМП и общественных

зданий и сооружений, расположенных на прилегающей к электромагнитным излучателям территории.

Нормированию подлежит также вся бытовая и компьютерная техника, которая является техногенным источником ЭМП. Общие рекомендации по безопасности этого класса оборудования и приборов могут быть выражены следующим образом:

- использовать модели электроприборов и ПК с меньшим уровнем электропотребления;
- размещать приборы, работающие длительное время (холодильник, телевизор, СВЧ-печь, электропечь, электрообогреватели, ПК, воздухоочистители, аэроионизаторы), на расстоянии не менее 1,5 м от мест постоянного пребывания или ночного отдыха;
- в случае большого числа электробытовой техники в жилом помещении одновременно включать как меньше приборов;
- использовать монитор ПК с пониженным уровнем излучения;
- заземлять ПК и приборы на контур заземления здания;
- использовать при работе с ПК заземленные защитные фильтры для экрана монитора, снижающие уровень ЭМП;
- по возможности использовать приборы с автоматическим управлением, позволяющие не находится рядом с ними во время работы.

Способ защиты расстоянием и временем. Этот способ защиты окружающей среды от воздействия ЭМП является основным, включающим в себя как технические, так и организационные мероприятия.

С целью уменьшения ЭМП промышленной частоты увеличивают высоту подвеса ВЛ, удаляют жилую застройку от линии передач, применяют экранирующие устройства.

Способ защиты временем состоит в том, что находиться вблизи источника ЭМП как можно меньше времени.

Способ экранирования ЭМП. Этот способ защиты от электромагнитных излучений использует процессы отражения и поглощения электромагнитных волн.

При испытаниях технологического, радиотехнического и СВЧ оборудования часто используют полностью экранированные помещения, стены и потолки которых полностью покрыты металлическим листом, облицованным поглощающими материалами. Такая экранировка полностью исключает проникновение электромагнитных волн в окружающую среду. Обслуживающий персонал при этом пользуется индивидуальными средствами защиты.

На открытых территориях, расположенных в зонах с повышенным уровнем ЭМП, применяются экранирующие устройства в виде железобетонных заборов, экранирующих сеток, высоких деревьев и т.п.

Радиопоглощающие материалы (РПМ) используют для поглощения электромагнитных

волн и средств защиты от воздействия ЭМП.

По принципу действия РПМ делятся на две большие группы: объемные поглотители и резонансные (интерференционные) поглотители.

В объемных поглотителях используется объемное поглощение электромагнитной энергии за счет внесения электрических или магнитных потерь. Поглощающие материалы этого типа состоят из основы и наполнителя.

В качестве основы используются различные каучуки, пенопласты и другие органические связующие.

В качестве наполнителей используются порошки графита, угольной и ацетиленовой сажи, порошки карбонильного железа, ферриты, тонкие металлические волокна и т.п.

Количество наполнителя достигает 40%. Внешняя поверхность объемных поглотителей часто выполняют в виде щипов, имеющих форму конуса или пирамиды.

Для защиты от внешних источников ЭМП стены зданий можно покрывать бетоном с примесью графита, волосяными матами, пропитанными неопреном и угольной сажей, многослойными строительными материалами и т.п.

Резонансные (интерференционные) поглотители представляют собой композиции из чередующих слоев диэлектрика и проводящих пленок металла. Толщина диэлектрика составляет четверть длины волны падающего излучения или кратна нечетному числу λ/4. Принцип действия таких систем основан на интерференции падающей волны и образовании в них стоячих волн. Такие поглотители обладают низким коэффициентом отражения, малой массой, компактностью, но недостаточной широкополостностью.

В целях снижения воздействия электромагнитных излучений на работающий персонал крайне необходимо проведение следующего комплекса мероприятий:

- соблюдение основ нормативной базы электромагнитных источников излучения;
- выявление противопоказаний у персонала;
- ограничения во времени воздействия электромагнитных излучений и увеличение расстояний от источников излучений.

Отсутствие мощных источников электромагнитного излучения при провед ении работ позволяет предположить, что данный вид воздействия будет иметь малое значение и на ограниченных участках.

1.8.7.4. Шумы

Слышимые звуковые непериодические колебания с непрерывным спектром воспринимаются как шумы. Интенсивность шумов может быть самой различной, от шелеста листьев на деревьях до шума грозового разряда. Различают источники шума естественного и техногенного происхождения.

Источники шума естественного происхождения. В реальной атмосфере вне зависимости от человека всегда присутствуют шумы естественного происхождения с весьма широким спектральным диапазоно м от инфразвука с частотами 3*10-3 Гц до ультразвука и гиперзвука.

Источниками инфразвуковых шумов могут быть различные метеорологические и географические явления, такие, как магнитные бури, полярные сияния, движения воздуха в кучевых и грозовых облаках, ураганы, землетрясения. В слышимой области частот под действием ветра всегда создается звуковой фон. В природе при обтекании потоком воздуха различных тел (углов зданий, гребней морских волн и т.п.) за счет отрыва вихрей образуется инфразвуковые колебания и слышимые низкие частоты.

Источники шума техногенного происхождения. К источникам шума техногенного происхождения относятся все применяемые в современной технике механизмы, оборудование и транспорт, которые создают значительное загрязнение окружающей среды.

Техногенный шумовой фон создается источниками, находящимися в постройках, сооружениях, зданиях и на территориях между ними.

Примерами источников шумов техногенного происхождения являются: рельсовый, водный, авиационный и колесный транспорт, техническое оборудование промышленных и бытовых объектов, вентиляционные установки, санитарно-техническое оборудование, теплоэнергетические системы, электромеханические устройства и т.д.

Техногенные шумы по физической природе происхождения могут быть квалифицированы на следующие группы:

- механические шумы, возникающие при взаимодействии различных деталей в механизмах, (одиночные или периодические удары), а также при вибрациях поверхностных устройств, машин, оборудования и т.п.;
- электромагнитные шумы, возникающие вследствие колебаний деталей и элементов электромагнитных устройств под действием электромагнитных полей (дроссели, трансформаторы, статоры, роторы и т.п.);
- аэродинамические шумы, возникающие в результате вихревых процессов в газах (адиабатическое расширение сжатого газа или пара из замкнутого объема в атмосферу; возмущения, возникающие при движении тел с большими скоростями в газовой среде, при вращении лопаток турбин и т.п.);
- гидродинамические шумы, вызываемые различными процессами в жидкостях (возникновение гидравлического удара при быстром сокращении кавитационных пузырей, кавитация в ультразвуковом технологическом оборудовании и т.п.).

Биологическое действие шумов

Шумы, особенно техногенного происхождения, вредно действуют на организм человека, которое проявляется в специфическом поражении слухового аппарата и неспецифических изменений других органов и систем человека. В медицине существует термин «шумовая болезнь», сопровождаемая гипертонией, гипотонией и другими расстройствами.

При воздействии на человека шумов имеют значения их уровень, характер, спектральный состав, продолжительность воздействия и индивидуальность чувствительности.

При продолжительном воздействии интенсивных шумов могут быть значительные расстройства деятельности нервной и эндокринной систем, сосудистого тонуса, желудочно-кишечного тракта, прогрессирующая тугоухость, обусловленная невритом преддверноулиткового нерва. При профессиональной тугоухости, как правило, происходит нарушение восприятия частот в диапазоне от 4000 до 8000 Гц.

При уровне звукового давления более 100 дБ на частотах 2-5 Гц происходит осязаемое движение барабанных перепонок, головная боль, затруднение глотания. При повышении уровня до 125-137 дБ на указанных частотах могут возникать вибрация грудной клетки, летаргия, чувство «падения».

Инфразвук неблагоприятно действует на вестибулярный аппарат и приводит к уменьшению слуховой чувствительности, а с частотами 15-20 Гц вызывает чувство страха.

Естественные природные звуки на экологическом благополучии человека, как правило, не отражаются. Звуковой дискомфорт создают антропогенные источники шума, которые повышают утомляемость человека, снижают его умственные возможности, значительно понижают производительность труда, вызывают нервные перегрузки, шумовые стрессы и т. д.

Высокие уровни шума (> 60 дБ) вызывают многочисленные жалобы, при 90 дБ органы слуха начинают деградировать, 110-120 дБ считается болевым порогом, а уровень антропогенного шума свыше 130 дБ - разрушительный для органа слуха предел. Замечено, что при силе шума в 180 дБ в металле появляются трещины.

При длительном воздействии техногенных шумов возникает бессонница, расстройство органов пищеварения, нарушение вкусовых ощущений и зрения, появление повышенной нервозности, раздражительности и т.п. При воздействии интенсивных шумов (взрыв, ударная волна и т.д.) с уровнем звука до 130 дБ возникает болевое ощущение, а при уровнях звука более 140 дБ происходит поражение слухового аппарата. Предел переносимости интенсивного шума определяется величиной 154 дБ. При этом появляется удушье, сильная головная боль, нарушение зрительных восприятий, тошнота и т.д.

В связи с тем, что шум является вредным производственным фактором, а в ряде случаев и опасным, предельно допустимые уровни для шумов разных видов сравнивают с эквивалентными уровнями непрерывных шумов.

Предельно допустимые дозы в зависимости от продолжительности воздействия представлены в таблице 1.8.7.1.

Таблица 1.8.7.1 - Предельно допустимые дозы шумов

Продолжительность воздействия, ч	8	4	2	1	0,5	0,25	0,12	0,02	0,01
Предельно допустимые дозы (по шкале А), дБ	90	93	96	99	102	105	108	117	120

Предельные уровни шума в некоторых частотных интервалах представлены в таблице 1.8.7.2.

Таблица 1.8.7.2 - Предельные уровни шума

Частота, Гц	1 -7	8 - 11	12 - 20	20 - 100
Предельные уровни шума, дБ	150	145	140	135

Многочисленные эксперименты и практика подтверждают, что антропогенное шумовое воздействие неблагоприятно сказывается на организме человека и сокращает продолжительность его жизни, ибо привыкнуть к шуму физически невозможно. Человек может субъективно не замечать звуки, но от этого разрушительное действие его на органы слуха не только не уменьшается, но и усугубляется.

Неблагоприятно влияет на питание тканей внутренних органов и на психическую сферу человека и звуковые колебания с частотой менее 16 Гц (инфразвуки). Так, например, исследования, проведенные датскими учеными, показали, что инфразвуки вызывают у людей состояние, аналогичное морской болезни, особенно при частоте менее 12 Гц.

Шумовое антропогенное воздействие небезразлично и для животных. В литературе имеются данные о том, что интенсивное звуковое воздействие ведет к снижению удоев, яйценоскости кур, потере ориентирования у пчел и к гибели их личинок, преждевременной линьке у птиц, преждевременным родам у зверей, и т. д.

В США установлено, что беспорядочный шум мощностью 100 дБ приводит к запаздыванию прорастания семян и к другим нежелательным эффектам.

Комплекс мероприятий по снижению шума

При разработке или выборе методов защиты окружающей среды от шумов принимается целый комплекс мероприятий, включающий:

- выбор соответствующего оборудования и оптимальных режимов работы:
- снижение коэффициента направленности шумового излучения относительно интересующей территории;
- организационно-технические мероприятия по профилактике в части своевременного ремонта и смазки оборудования;
- запрещение работы на устаревшем оборудовании, производящего повышенный уровень шума.

Процесс снижения шума включают в себя следующие мероприятия: звукопоглощение, звукоизоляцию и глушение.

Звукопоглощение

Звукопоглощением называется процесс перехода части энергии звуковой волны в тепловую энергию среды, в которой распространяется звук. Применение звукопоглощения позволяет уменьшить уровень шума от источников, расположенных в том или другом помещении. Звукопоглощающие материалы применяются как в объеме, где находится источник шума, так и в изолируемых помещениях. В зависимости от механизма звукопоглощения механизмы делятся на несколько видов.

К *первому* виду относятся материалы, в которых поглощение осуществляется за счет вязкого трения воздуха в порах (волокнистые пористые материалы типа ультратонкого стеклянного и базальтового волокна), в результате чего кинетическая энергия падающей звуковой волны переходит в тепловую энергию материала.

Ко *второму* виду звукопоглощающих материалов относятся материалы, в которых помимо вязкого трения в порах происходят релаксационные потери, связанные с деформацией нежесткого скелета (войлок, минеральная вата и т.п.).

К *третьему* виду относятся панельные материалы, звукопоглощение которых обусловлено деформацией всей поверхности или некоторых ее участков (фанерные щиты, плотные шторы и т.п.).

Для увеличения поглощения пористых материалов на низких частотах либо увеличивают их толщину, либо используют воздушные промежутки между материалом и ограждением. Максимум поглощения наблюдается тогда, когда воздушный зазор между поверхностями конструкции и материала равен половине длины волны падающего звукового колебания.

Относительные поглощающие материалы не дают необходимого поглощения на всех частотах звукового диапазона. С этой целью применяются звукопоглощающие конструкции. Конструктивно звукопоглощающие материалы выполняются нескольких типов: резонансные, слоистые, пирамидальные.

Звукоизоляция

Под звукоизоляцией понимается процесс снижения уровня шума, проникающего через ограждение в помещение. Акустический эффект при звукоизоляции обеспечивается процессом отражения звуковой волны от ограждения.

К средствам звукоизоляции относятся ограждения, звукоизолирующие кожухи и акустические экраны.

Звукоизолирующие ограждения. Ограждающая конструкция должна обладать такой звукоизоляцией, при которой уровень громкости проникающего через них шума не превышал

допускаемого (нормируемого) шума.

Для увеличения звукоизолирующих свойств сплошного заграждения от импульсного шума, возникающего от непосредственных ударов по ограждению, последние выполняют их чередующихся модулей, резко отличающимися по объемному весу и модулю упругости.

Для увеличения звукоизоляции в области низких частот следует применять прокладки из материалов с меньшим модулем упругости и большей толщиной (древесноволокнистые, минераловатные плиты толщиной 2-4 см, плотностью 200-400 кг/м3, резиновые прокладки).

Звукоизолирующие кожухи. Для эффективной борьбы с шумом машин, различных устройств и оборудования применяются звукоизолирующие кожухи, которые полностью закрывают источники шума, не давая распространяться звуковым колебаниям в свободном пространстве или в производственных помещениях. Конструкция кожухов отличается большим разнообразием в соответствии с типом механизма и может быть стационарной, разборной, съемной, иметь смотровые окна, двери и т.п.

Звукоизолирующие кожухи применяются совместно с поглощающими материалами и глушителями шума.

Акустические экраны. Звукоизолирующие конструкции в виде акустических экранов применяются для снижения уровня шумов в окружающей среде, создаваемых открыто установленными источниками шума на территории предприятия. Использование акустических экранов целесообразно в том случае, если уровень шума источника превышает более чем на 10 дБ уровня шумов, создаваемых другими источниками в рассматриваемой зоне.

Конструкция акустических экранов может быть самой различной формы либо стационарного исполнения, либо передвижная. Звукоизолирующие поверхности экранов изготовляются из металла, бетона, пластмассы и т.д. Поверхность со стороны падающего звукового поля облицовывается звукопоглощающим материалом. Для увеличения зоны акустической тени размеры экранов (ширина и высота) должны более чем в 3 раза превышать размеры установки, производящей шум. При низких частотах размеры экранов тоже должны увеличиваться для получения требуемого уровня снижения.

Применение современного оборудования, применяемые меры по минимизации воздействия шума позволяют говорить о том, что на рабочих местах не будут превышаться установленные нормы. В связи с этим, сверхнормативное воздействие шумовых факторов на людей и другие живые организмы за пределами СЗЗ не ожидается.

Основное шумовое воздействие связано с работой строительной техники, дизельных установок и на ограниченных участках. По окончанию процесса строительства воздействие шумовых эффектов значительно уменьшится.

1.8.7.5. Вибрация

Особенность действия вибраций заключается в том, что эти упругие механические колебания распространяются по грунту и оказывают свое воздействие на фундаменты различных сооружений, вызывая затем звуковые колебания в виде структурного шума.

Основными источниками вибраций являются: рельсовый транспорт, различные технологические установки (компрессоры, двигатели), кузнечнопрессовое оборудование, строительная техника (молоты, пневмовибрационная техника), системы отопления и водопровода, насосные станции и т.д. Вибрации делятся на вредные и полезные.

Вредные вибрации создают не только шумовые загрязнения окружающей среды, неблагоприятно воздействуя на человеческий организм, но и представляют определенную опасность для различных инженерных сооружений, вызывая в ряде случаев их разрушения.

Полезные вибрации используются в ряде технологических процессов (виброуплотнение бетона, вибровакуумные установки и т.д.), но и в этом случае необходимо применение соответствующих мер защиты.

Одной из основных причин появления низкочастотных вибраций при работе различных механизмов является дисбаланс вращающихся деталей, возникающий в результате смещения центра масс относительно оси вращения. Возникновение дисбаланса при вращении может быть вызвано:

- несимметричным распределением вращающихся масс, из-за искривления валов машин, наличия несимметричных крепежных деталей и т.д.;
- неоднородной плотностью материала, из-за наличия раковин, шлаковых включений и других неоднородностей в материале конструкции;
- наличие люфтов, зазоров и других дефектов, возникающих при сборке и эксплуатации механизмов и т.п.

Другой причиной появления вибраций являются процессы ударного типа, наблюдаемые при работе кузнечнопрессового оборудования, при забивании молотом железобетонных свай при строительстве и т.п.

Источником вибрации также являются различного рода резонансные колебания деталей, конструкций, механизмов, установок и т.п.

Биологическое действие вибраций

Действие вибраций на организм проявляется по-разному в зависимости от того, как действует вибрация.

Общая вибрация воздействует на весь организм. Этот вид вибрации проявляется на транспорте, в ряде производственных и строительных работ.

Локальная (местная) вибрация воздействует на отдельные участки тела (при работе с пневмоинструментом, виброуплотнителями и т.д.).

В зависимости от продолжительности воздействия вибрации, частоты и силы колебаний возникает ощущение сотрясения (паллестезия), а при длительном воздействии возникают изменения в опорно-двигательной, сердечно-сосудистой и нервной системах. Действие вибраций в диапазоне частот до 15 Гц проявляется в нарушении вестибулярного аппарата, смещении органов. Вибрационные колебания до 25 Гц вызывают костно-суставные изменения. Вибрации в диапазоне от50 до 250 Гц вредно воздействуют на сердечно-сосудистую и нервную системы, часто вызывают вибрационную болезнь, которая проявляется болями в суставах, повышенной чувствительностью к охлаждению, судорогах. Эти изменения наблюдаются вместе с расстройствами нервной системы, головными болями, нарушениями обмена веществ, желез внутренней секреции.

Методы и средства защиты от вибраций

Методы защиты от вибраций включают в себя способы и приемы по снижению вибраций как в источнике их возникновения, так и на путях распространения упругих колебаний в различных средах.

При установке и эксплуатации оборудования, имеющего вращающиеся детали, производят их балансировку. Большое внимание уделяется регулировочным и профилактическим работам по устранению люфтов и зазоров в механизмах.

Эффективным методом снижения вибраций в источнике является выбор оптимальных режимов работы, состоящих в устранении резонансных явлений в процессе эксплуатации механизмов.

Для понижения уровня вибраций, распространяющихся в упругих различных средах (грунте, фундаменте), применяют виброгашение, виброизоляцию, вибродемпфирование.

Виброгашение

Этот метод снижения вибраций заключается в увеличении массы и жесткости конструкций путем объединения механизма с фундаментом, опорной плитой или виброгасящими основаниями. Устройства виброгашения и их установка требуют в ряде случаев (например, для молотов) больших затрат и громоздких конструкций, превышающих стоимость самих механизмов.

Виброизоляция

Данный метод снижения вибраций заключается в установке различного оборудования не на фундаменте, а на виброизолирующих опорах. Такой способ размещения оборудования оказывается проще и дешевле метода виброгашения и позволяет получить любую степень виброгашения.

В качестве виброизоляторов используют различные материалы и устройства: резиновые и пластмассовые прокладки, листовые рессоры, одиночные и составные цилиндрические рессоры,

комбинированные виброизоляторы (пружинно-рессорные, пружинно-резиновые, пружинно-пластмассовые и т.д.), пневматические виброизоляторы (с использованием воздушных подушек).

Вибродемпфирование

Механизм снижения уровня вибраций за счет вибродемпфирования состоит в увеличении активных потерь колебательных систем. Практически вибродемпфирование реализуется в механизмах с большими динамическими нагрузками с использованием материалов с большим внутренним трением.

Большим внутренним трением обладают сплавы цветных металлов, чугуны с малым содержанием углерода и кремния. Большой эффект при вибродемпфировании достигается при достижении специальных покрытий на магистрали, по которым распространяются структурные колебания (трубопроводы, воздуховоды и т.п.).

В процессе строительства скважины на месторождении величина воздействия вибрации от дизельных установок, буровых насосов и спецтехники будет незначительная, и уменьшится после окончания процесса строительства.

Проектируемые работы создадут определенное беспокойство живым организмам, вследствие повышения уровня шума, вибрации, искусственного освещения, движения автотранспорта и физической активности персонала.

В целом же воздействие физических факторов на состояние окружающей среды при строительстве скважины может быть оценено как:

- пространственный масштаб воздействия – локальный (1) –площадь воздействия до 1 км^2 для площадных объектов или на удалении до 100 м от линейного объекта.
- временной масштаб воздействия – многолетнее (4) – продолжительность воздействия от 3-х лет более;
- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – незначительная (1) – изменения среды не выходят за существующие пределы природной изменчивости.

Таким образом, интегральная оценка составляет 4 балла, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости присваивается ***низкая*** (1-8) – последствия воздействия испытываются, но величина воздействия достаточна низка, а также находится в пределах допустимых стандартов.

1.8.7.6. Характеристика радиационной обстановки в районе работ, выявление природных и техногенных источников радиационного загрязнения

Согласно санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности», утвержденных приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан от 15 декабря 2020 года № ҚР ДСМ-275/2020, радиационная безопасность персонала, населения и окружающей природной среды обеспечивается при соблюдении основных принципов радиационной безопасности: обоснование, оптимизация, в соответствии с

документами санитарно-эпидемиологического нормирования, утверждаемыми уполномоченным органом в сфере санитарно-эпидемиологического благополучия населения.

В последнее время в нефтегазовой отрасли возникла проблема радиоактивного загрязнения окружающей среды. Практически на всех месторождениях, где проводились радиоэкологические исследования, были зафиксированы аномальные концентрации природных радионуклидов.

При добыче, переработке и транспортировке нефти и газа в окружающую среду поступают природные радионуклиды семейств урана-238 и тория-232, а также калия-40. Радионуклиды осаждаются на внутренних поверхностях оборудования (насосно-компрессорные трубы, резервуары и другие), на территории организаций и поверхностях рабочих помещений, концентрируясь в ряде случаев до уровней, при которых возможно повышенное облучение работников, населения, а также загрязнение окружающей среды.

На рабочих местах по технологическому процессу добычи и первичной переработки минерального органического сырья основными природными источниками облучения работников организаций нефтегазовой отрасли в производственных условиях могут быть:

1) промысловые воды, содержащие природные радионуклиды;

2) загрязненные природными радионуклидами территории (отдельные участки территорий) нефтегазодобывающих и перерабатывающих организаций;

3) отложения солей с высоким содержанием природных радионуклидов на технологическом оборудовании, на территории организаций и поверхностях рабочих помещений;

4) производственные отходы с повышенным содержанием природных радионуклидов;

5) загрязненные природными радионуклидами транспортные средства и технологическое оборудование в местах их ремонта, очистки и временного хранения;

6) технологические процессы, связанные с распылением воды с высоким содержанием природных радионуклидов;

7) технологические участки, в которых имеются значительные эффективные площади испарений (открытые хранилища и поля испарений, места утечек продукта и технологических вод, резервуары и хранилища продукта), и возможно интенсивное испарение отдельных фракций нефти, аэрация воды;

8) технологические процессы, в результате которых в воздух рабочих помещений могут интенсивно поступать изотопы радона (радон-222 и торон-220), а также образующиеся из них короткоживущие дочерние продукты распада радона и торона;

9) производственная пыль с высоким содержанием природных радионуклидов в воздухе рабочей зоны;

10) в некоторых случаях источником внешнего облучения могут оказаться и используемые баллоны со сжиженным газом (при высоких концентрациях радона в газе источниками гамма-излучения являются дочерние продукты радона - свинец-214 и висмут-214).

В случае обнаружения поступления из скважины, по результатам анализа, бурового раствора, шлама, пластового флюида с повышенной радиоактивностью необходимо:

- получить разрешение областной санэпидемстанции на дальнейшее углубление скважины;
- вокруг буровой обозначить санитарно-защитную и наблюдательную зоны, размеры которых согласовать с СЭС, в зависимости от степени радиоактивности, поступающих из скважины веществ, дозы внешнего излучения и распространения выбросов радиоактивности в атмосферу;
- отходы бурения с повышенной радиоактивностью собирать в специальные контейнеры и вывозить в места захоронения радиоактивных отходов;
- сбор, транспортировка радиоактивных отходов должны производиться специализированной бригадой (категория А) при наличии санитарных паспортов у каждого члена бригады на право производства этих работ;
- предельная доза облучения для членов буровой бригады - 0,5 БЭР за календарный год.

Радиологические исследования, которые необходимо проводить на скважине, включают в себя следующие измерения:

- МЭД (по гамма-излучателям);
- Удельная альфа-активность;
- Удельная бета-активность;
- Эффективная удельная активность;
- Исследование флоры участков техногенного воздействия.

На предприятии штатной службой радиационной безопасности должен производиться систематический радиационный контроль. Объем, характер и периодичность проведения, учет и порядок регистрации результатов, формы отчетной документации, а также установленные контрольный и допустимый уровни контролируемых параметров необходимо утвердить и согласовать с органами Госсаннадзора.

1.8.7.7. Мероприятия по снижению радиационного риска

Для уточнения радиоактивных свойств пластового флюида необходимо проводить анализ пластовых вод.

Радиологические исследования извлекаемых нефти при появлении пластовых вод необходимо дополнить следующими измерениями:

- удельной альфа-активностью;
- удельной бета-активностью;
- эффективной удельной активности.

Объектами радиометрического контроля должны быть места и средства хранения нефти, средства ее транспортировки, оборудование и металлоконструкции, контактирующие с нефтью и пластовыми водами, места разливов нефти и пластовых вод.

При организации радиометрического контроля, в список его объектов должны войти завозимые приборы, оборудование, конструкции, вещества и материалы, в том числе исходные для приготовления буровых растворов.

Для сохранения здоровья персонала на нефтегазовых промыслах необходимо организовывать мероприятия по обеспечению радиационной безопасности и по нормализации радиационно-экологической обстановки.

Согласно санитарным правилам, устанавливаются следующие категории облучаемых лиц:

- персонал (группы А и Б);
- все население, включая лиц из персонала, вне сферы и условий их производственной деятельности.

Эффективная доза облучения для персонала группы А – 20 мЗв в год в среднем за любые последовательные 5 лет, но не более 50 мЗв в год.

Эффективная доза облучения для персонала группы Б – 5 мЗв в год.

Основные пределы доз облучения не включают в себя дозы от природного и медицинского облучения, а также дозы вследствие радиационных аварий.

Эффективная доза облучения, природными источниками всех работников, включая персонал, не должна превышать – 5 мЗв в год в производственных условиях.

Эффективная доза облучения при проведении профилактических медицинских рентгеновских исследований не должна превышать – 1мЗв в год.

1.9. Информация об ожидаемых видах, характеристиках и количестве отходов, которые будут образованы в ходе строительства и эксплуатации объектов в рамках намечаемой деятельности

1.9.1. Виды и объемы образования отходов

Процесс разработки месторождения будет сопровождаться образованием различных видов отходов.

Основными источниками воздействия на почвенный покров в ходе реализации проектных решений будут являться:

- транспорт и механизмы, задействованные при установке технологического

оборудования и строительстве скважин;

- весь комплекс технологического оборудования, при условии нарушения технологии, возможных аварийных проливов и утечек нефтепродуктов;

- отходы производства и потребления.

Временное хранение отходов, транспортировка, захоронение или утилизация могут стать потенциальными источниками негативного влияния на различные компоненты окружающей среды.

В процессе разработки месторождения будут образоваться следующие группы отходов:

- производственные;
- коммунальные.

Добыча нефти и подготовка её до товарного качества является основным технологическим процессом предприятия, которые сопровождаются образованием отходов производства, которые определенным образом накапливаются, транспортируются и утилизируются.

Все отходы, которые образуются при эксплуатации оборудования и выполнения производственных операций, будут представлены следующими промышленными отходами:

- при приготовлении бурового и тампонажного растворов;
- в процессе строительства и освоения скважин;
- при вспомогательных работах.

Основными эмиссиями при бурении скважины являются:

- буровой шлам;
- отработанный буровой раствор;
- автошины;
- отработанные аккумуляторы;
- отработанные масла;
- огарки электродов;
- коммунальные и пищевые отходы (ТБО).

Предприятием с целью оптимизации организации сбора, удаления отходов и утилизации различных видов отходов планируется отдельный сбор этих отходов.

Все промышленные отходы на местах проведения работ будут храниться в специально маркированных контейнерах для каждого вида отхода **не более 6 месяцев**. По завершению работ осуществляется вывоз отходов. Перевозка всех отходов будут производиться под строгим контролем.

Все образованные отходы в процессе строительства скважин:

- Будут раздельно складироваться в специальные контейнеры;
- Отходы по мере заполнения контейнеров будут передаваться сторонней

специализированной организации;

- Передача отходов будут оформляться актом приема-передачи;
- Данные о количестве вывезенных отходов будут заносится в базу «Учета образования и размещения отходов».

Нефтешлам будет раздельно собираться в специальные контейнера и емкости, и передаваться в стороннюю организацию.

Образующиеся в процессе эксплуатации транспортных средств и ДЭС *отработанные масла*:

- Будут складироваться в специальные емкости;
- По мере заполнения будут передаваться в стороннюю организацию;
- Передача отходов будут оформляться актом приема-передачи;
- Данные о количестве вывезенных отходов будут заноситься в базу «Учета образования и размещения отходов».

Образующиеся на производственных объектах *огарки сварочных электродов*:

- Будут складироваться в специально отделенных местах;
- По мере накопления будут передаваться в стороннюю организацию;
- Процесс передачи отходов будут сопровождаться оформлением накладной;
- Данные о количестве вывезенных отходов будут заноситься в базу «Учета образования и размещения отходов».

Образующиеся на месторождении *коммунальные и пищевых отходы*:

- Будут складироваться в специальные контейнеры;
- Будут передаваться по мере накопления в стороннюю организацию;
- Передача отходов будут оформляться актом приема-передачи;
- Данные о количестве вывезенных отходов будут заноситься в базу «Учета образования и размещения отходов».

Все образующиеся отходы в процессе деятельности на месторождении **Матин** в установленном порядке будут собираться, размещаться в местах временного складирования, транспортироваться по договорам в специализированные организации на утилизацию или на переработку. На территориях производственных объектов во всех подразделениях, отходы будут складироваться в контейнеры и емкости, временное хранение которых будут осуществляться на специально оборудованных площадках.

Отходы производства и потребления будут храниться не более шести месяцев, согласно статьи 320 Экологического кодекса п.2-1 «Места накопления отходов предназначены для временного складирования отходов на месте образования на срок не более шести месяцев до даты их сбора (передачи специализированным организациям) или самостоятельного вывоза на объект,

где данные отходы будут подвергнуты операциям по восстановлению или удалению».

В соответствии с настоящим Проектом разработки объемы образования отходов производства и потребления будут откорректированы в рамках «Программы управлениями отходами для АО «Матен Петролиум» на 2025-2029 гг.

Месторождение Матин является месторождением с развитой инфраструктурой. При эксплуатации (существующего) оборудования – набор дополнительного персонала не требуется. Обслуживание технологических объектов будет осуществлять существующий на месторождении персонал. В настоящем проекте «Корректировка отчета о возможных воздействиях на окружающую среду к «Проекту разработки месторождения Матин» расчитываются выбросы ЗВ от существующего оборудования (резевуары и фонд скважин), зависимых от показателей нефти. В связи с этим, объем образования ТБО при эксплуатации не рассчитывается.

Для характеристики отходов при эксплуатации существующего оборудования, которые также будут эксплуатироваться в дальнейшем, представлены Лимиты накопления отходов АО «Матен Петролиум» на 2025-2029 годы согласно «Программы управлениями отходами АО «Матен Петролиум» на 2025-2029 годы» представлены в таблице 1.9.1.1.

Таблица 1.9.1.1 – Лимиты накопления отходов, образующихся на месторождении Матин АО «Матен Петролиум» на 2025-2029 гг.

Наименование отходов	Объем накопления отходов на существующее положение, т/год	Лимит накопления, т/год
1	2	3
ВСЕГО:	**-**	**5448,27**
в том числе отходов производства	**-**	**5044,27**
отходов потребления	**-**	**404,0**
Месторождение Матин		
Опасные отходы		
Отработанные аккумуляторы	-	1,0
Отработанные масла	-	10,0
Промасленная ветошь	-	1,27
Отработанные масляные фильтры	-	2,0
Нефтешлам	-	2000,0
Нефтесодержащие отходы	-	1000,0
Отработанный антифриз	-	3,0
Медицинские отходы	-	1,5
Тара из-под хим. реагентов	-	5,0
Тара из-под ЛКМ	-	5,0
Неопасные отходы		
Отработанные шины	-	10,0
Твердые бытовые отходы	-	400,0
Металлолом	-	2000,0
Пищевые отходы	-	4,0
Огарки сварочных электродов	-	5,5

В период разработки по каждому из рассматриваемых вариантов предполагается *строительство скважин.*

Ориентировочное количество и перечень отходов, образуемых на месторождении

Матин по каждому из вариантов:

- при разработке месторождения объемы образования отходов не рассматриваются, так как они будут идентичны при реализации каждого из вариантов;

- при строительстве скважин принято согласно проектам аналогам и представлено в таблице 1.9.1.2.

Основными источниками воздействия на почвенный покров в период строительства скважин будут являться:

- транспорт и механизмы, задействованные при установке технологического оборудования и строительстве скважин;

- весь комплекс технологического оборудования, при условии нарушения технологии, возможных аварийных проливов и утечек нефтепродуктов;

- отходы производства и потребления.

При определении видовой и количественной характеристики отходов, образующихся в процессе строительства скважин, использованы данные из аналогичных проектов: аналогов *«РООС к «Групповому техническому проекту на строительство вертикальных эксплуатационных скважин №№ 361, 363 на месторождении Матин»* для скважин с проектной глубиной 670 м *и РООС к «Индивидуальному техническому проекту на строительство горизонтальной эксплуатационной скважины № 346Н на месторождении Матин»* для скважин с проектной глубиной 1025 м.

Точные объемы образования отходов, образующихся в период проведения строительно-монтажных работ, в период бурения и испытания скважин, будут представлены в отдельных Технических проектах на строительство скважин, с учетом глубины скважин, типом буровой установки, условиями бурения и т.д.

Таблица 1.9.1.2 - Ориентировочная видовая и количественная характеристика отходов, образующихся в процессе строительства 1-го, 2-х и 7-и скважин по всем вариантам разработки м/р Матин

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, тонн/год	при строительстве 1-й верт. скв. гл. 670м	при строительстве 1-й гориз. скв. гл 1025м	при строительстве 1-й верт. скв. гл. 670м (№358 (2025г.)) (1 вариант)	при строительстве 2-х верт. скв. гл. 670м (№361 (2025г.), №363 (2026г.)) (2 рекомендуемый вариант)	при строительстве 7-ми скв. (3 вариант)	
						4-х верт. скв. гл. 670м (№367, 369 (2025г.), 370, 371 (2026г.))	3-х гориз. скв. гл. 1025м (№364Н, 365Н (2025г.), 366Н (2026г.))
		Лимит накопления, тонн/год					
Всего	-	**304,84**	**340,8132**	**304,84**	**609,68**	**1219,36**	**1022,44**
в том числе отходов производства	-	***304,3496***	***339,5971***	***304,3496***	***608,6992***	***1217,3984***	**1018,791**
отходов потребления	-	***0,4904***	***1,2161***	***0,4904***	***0,9808***	***1,9616***	**3,6483**
Опасные отходы							
Буровой шлам	-	159,5088	153,2497	159,5088	319,0176	638,0352	459,7491
Отработанный буровой раствор	-	142,5086	183,7564	142,5086	285,0172	570,0344	551,2692
Промасленная ветошь		0,0254	0,0254	0,0254	0,0508	0,1016	0,0762
Отработанные масла	-	0,163	0,228	0,163	0,326	0,652	0,684
Использованная тара		2,0428	2,2367	2,0428	4,0856	8,1712	6,7101
Не опасные отходы							
Металлолом	-	0,1	0,1	0,1	0,4	0,4	0,3
Огарки сварочных электродов	-	0,001	0,001	0,001	0,004	0,004	0,003
Коммунальные (смешанные отходы и раздельно собранные отходы, которые по своему характеру и составу сходны с отходами домашних хозяйств)	-	0,1664	0,7841	0,1664	2,0908	0,6656	2,3523
Пищевые отходы	-	0,324	0,432	0,324	1,152	1,296	1,296
Зеркальные							
-	-	-	-	-	-	-	-

Примечание:
**нормативы размещения отходов производства не устанавливаются на те отходы, которые передаются сторонним организациям.
***Передачу произвести в срок не позднее 6 месяцев с момента начала временного хранения. Места временного хранения отходов предназначены для безопасного сбора отходов в срок не более шести месяцев до их передачи третьим лицам. Экологический кодекс статья 320, пункт 2-1.

1.9.2. Особенности загрязнения территории отходами производства и потребления

В процессе разработки месторождения будут образоваться следующие группы отходов:

- производственные;
- коммунальные.

Добыча нефти и подготовка её до товарного качества является основным технологическим процессом предприятия, которые сопровождаются образованием отходов производства, которые определенным образом накапливаются, транспортируются и утилизируются.

Все отходы, которые образуются при эксплуатации оборудования и выполнения производственных операций, будут представлены следующими промышленными отходами:

- при приготовлении бурового и тампонажного растворов;
- в процессе строительства и освоения скважин;
- при вспомогательных работах.

Основными эмиссиями при бурении скважины являются:

- буровой шлам;
- отработанный буровой раствор;
- автошины;
- отработанные аккумуляторы;
- отработанные масла;
- огарки электродов;
- коммунальные и пищевые отходы (ТБО).

Отработанный буровой раствор (ОБР) – один из видов отходов при строительстве скважины. О загрязняющей способности отработанного бурового раствора судят по содержанию в нем нефти и органических примесей, оцениваемых по показателю ХПК, по значению водородного показателя pH и минерализации жидкой фазы.

Буровой шлам (БШ) – выбуренная порода, отделенная от буровой промывочной жидкости очистным оборудованием. Буровой шлам по минеральному составу нетоксичен.

Отработанные аккумуляторы – образуются по истечению срока эксплуатации аккумуляторов на автотранспорте, дизельных агрегатах, системах бесперебойного электропитания и пр. Собираются в специально отведенном месте временного хранения отходов, накапливаются на стеллаже. Обращение с отработанными аккумуляторами осуществляется в соответствии требований СТ РК 3132-2018 «Батареи аккумуляторные свинцовые». По мере накопления, не реже одного раза в квартал передаются специализированным организациям для дальнейших операций с ними.

Огарки сварочных электродов - инертные отходы, остающиеся при строительстве,

техническом обслуживании и монтаже оборудования – металлическая стружка, куски металла, бракованные детали, выявленные в процессе ремонта и не подлежащие восстановлению, обрезки труб, арматура и т.д., собирается на площадке для временного складирования металлолома, по мере накопления вывозятся специализированной организацией. Количество отходов металлолома за период строительства принимается 1 % от общего количества израсходованного металла. Временно складируются на открытой площадке и передаются сторонним организациям для утилизации на договорной основе. Срок временного хранения отходов составляет 15 дней.

Отработанные масла собираются в емкость, вывозятся специализированной организацией.

Коммунальные отходы – упаковочная тара продуктов питания, бумага, пищевые отходы собираются в контейнеры и вывозятся специализированной организацией.

Коммунальные отходы и *пищевые отходы* складируются в специальном контейнере с крышкой, основание которого забетонировано, гидроизолировано на оборудованной площадке, объемом 1,1 м^3 (1100 л.) по мере накопления, ежедневно (1 раз в сутки) для теплого времени года и 1 раз в 3 суток в холодное время года. Вывоз отходов строительного производства и твердо бытовых отходов пердусмотрен подрядными организациями на договорной основе.

Характеристика отходов и метод их утилизации при строительстве скважин приведены в таблицах 1.9.2.1.

Таблица 1.9.2.1 - Характеристика отходов и метод их утилизации при строительстве скважин

Процесс образования отходов	Наименование отхода	Морфологический (химический) состав отхода	Вид отхода	Классифи-кация отхода	Опасные свойства	Способ накопления	Срок временного накопления	Способ сбора/ транспортировки/ обезвреживания/ восстановления/ удаления	Перечень компаний по приему
При бурении скважины	Буровой шлам	Выбуренная порода, отделенная от буровой промывочной жидкости очистным оборудованием	опасный	01 05 05*	HP14 экотоксичность	В металлических контейнерах	не более 3 месяцев	Раздельный сбор. Сдается по договору на полигон. Транспортировка производится в соответствии с общими требованиями перевозки грузов автомобильным и иными видами транспорта с выполнением мер в штатном режиме, исключающими возможность загрязнения окружающей среды и потерь по пути следования транспорта. Процесс конечного удаления - Микробиологический метод обезвреживания	заключен договор на вывоз с ТОО «Мунай Сервис ЛТД». Далее передаются специализированной организаций (ТОО “ECSAD” (Лицензия № 02388Р от 26.11.2021г.) для дальнейших операций с ними.
Один из видов отходов при строительстве скважины	Отработанный буровой раствор	нефть и органические примесей, оцениваемых по показателю ХПК, по значению водородного показателя pH и минерализации жидкой фазы.	опасный	01 05 05*	HP14 экотоксичность	В металлических контейнерах	не более 3 месяцев		
Обслуживание/ обтирка производственного оборудования	Промасленная ветошь	ткань (ткань -73%, масло 12%, влага - 15%)	опасный	15 02 02*	HP3 огнеопасность	В металлических контейнерах	не более 3 месяцев	Раздельный сбор. Сдается по договору со спец. орг. для переработки. Транспортировка отходов производится в соответствии с общими требованиями перевозки грузов автомобильным и иными видами транспорта с выполнением мер в штатном режиме, исключающими возможность загрязнения окружающей среды и потерь по пути следования транспорта. Ветошь промасленная транспортируется в герметичной таре, обеспечивающей сохранность отходов с указанием пожароопасности. Процесс конечного удаления - Термическая обработка	заключен договор на вывоз с ИП «Bostanbirlestik». далее отходы передаются в ТОО «WestDala» Лицензия (№01941Р от 13.07.2017г.)
Замена масла при работе спецтехники	Отработанное масло	масло - 78%, продукты разложения - 8%, вода - 4%, механические примеси - 3%, присадки - 1%, горючее - до 6%	опасный	13 02 06*	HP3 огнеопасность	В герметичных емкостях	не более 3 месяцев	Раздельный сбор. Сдается по договору со спец. орг. для переработки. Транспортировка отходов производится в соответствии с общими требованиями перевозки грузов автомобильным и иными видами транспорта с выполнением мер в штатном режиме, исключающими возможность загрязнения окружающей среды и потерь по пути следования транспорта. Транспортировка отработанного масла проводится с выполнением следующих требований: 1) обеспечение условия герметичности тары; 2) емкости (контейнеры) должны устанавливаться так, чтобы во время перевозки между емкостями (контейнерами) обеспечивались жесткая фиксация от самопроизвольногоперемещения, падения, деформации и т. д. Процесс конечного удаления - Термическая обработка	
При использовании химических реагентов	Использованная тара химических реагентов	металлические бочки, мешки из-под химреагентов	опасный	15 01 10*	H3, H4, H5, H6,	В металлических контейнерах	не более 3 месяцев	Раздельный сбор. Сдается по договору со спец. орг. для дальнейшей переработки. Транспортировка производится в соответствии с общими требованиями перевозки грузов автомобильным и иными видами транспорта с выполнением мер в штатном режиме, исключающими возможность загрязнения окружающей среды и потерь по пути следования транспорта. Процесс конечного удаления - Термическая обработка	
Проведение сварочных работ	Огарки сварочных электродов	железо - 96-97%, обмазка (типа $Ti(CO_3)_2$) - 2-3%, прочие - 1%	неопасный	12 01 13	не обладает опасными свойствами	В металлических контейнерах	не более 3 месяцев	Раздельный сбор. Транспортировка производится в соответствии с общими требованиями перевозки грузов автомобильным и иными видами транспорта с выполнением мер в штатном режиме, исключающими возможность загрязнения окружающей среды и потерь по пути следования транспорта. Сдается по договору со спец. орг. для переработки. Процесс конечного удаления - Термическая обработка	
Жизнедеятельность персонала	Коммунальные (смешанные отходы и раздельно собранные отходы, которые по своему характеру и составу сходны с отходами домашних хозяйств)	(полиэтилен – 35,7%, целлюлоза – 35%)	неопасный	20 03 01	не обладает опасными свойствами	В металлических контейнерах объемом 1м^3 в ВГ	не более 3 месяцев	Раздельный сбор "сухая" фракция (бумага, картон, металл, пластик, стекло). Транспортировка осуществляется специализированными организациями с учетом требований статьи 368 ЭКРК. Сдается по договору на полигон	заключен договор на вывоз с ИП «Bostanbirlestik». далее отходы передаются в ТОО «Тазалык-Когал» для дальнейшего захоронения на полигоне ТБО
Приготовление и употребление пищи	Пищевые отходы	Органика	неопасный	20 01 08	не обладает опасными свойствами		не более 3 дней	Раздельный сбор "мокрая" фракция (пищевые отходы, органика). Пищевые отходы образуются в малом количестве и передаются фермерам для корма скоту	передаются фермерам для корма скоту

1.9.3. Рекомендации по управлению отходами

Для удовлетворения требований Республики Казахстан по недопущению загрязнения окружающей среды, должна проводиться политика управления отходами.

Согласно ст. 329 Кодекса образователи и владельцы отходов должны применять следующую иерархию мер по предотвращению образования отходов и управлению образовавшимися отходами в порядке убывания их предпочтительности в интересах охраны окружающей среды и обеспечения устойчивого развития Республики Казахстан:

1) предотвращение образования отходов;

2) подготовка отходов к повторному использованию;

3) переработка отходов;

4) утилизация отходов;

5) удаление отходов.

Проведение политики управления отходами позволит минимизировать риск для здоровья и безопасности работников и природной среды. Составной частью этой политики является система управления отходами, контролирующая безопасное размещение различных типов отходов.

При строительстве запроектированных сооружений и оборудования образуются отходы, которые при неправильном обращении и хранении могут оказать негативное воздействие на природную среду.

Согласно ряду законодательных и нормативных правовых актов, принятых в Республике, отходы производства и потребления должны собираться, храниться, обезвреживаться, транспортироваться в места утилизации или захоронения.

Все отходы, образующиеся в производственной деятельности по мере накопления, сдаются для утилизации, в соответствии с договорами, сторонним организациям, имеющим лицензию на данный вид деятельности.

Этапы технологического цикла отходов.

Система управления отходами на предприятии включает в себя десять этапов технологического цикла отходов:

1) Образование

Основной деятельностью является добыча углеводородного сырья.

В процессе реализации проектных решений образуются следующие виды отходов:

- *отходы бурения* – представлены отработанным буровым раствором, буровым шламом. Буровой шлам - выбуренная порода, отделенная от буровой промывочной жидкости очистным оборудованием.

- *отработанные масла*, образуются при обслуживании спецтехники, автотранспорта,

двигателей дизель-генераторов; Моторное масло используется для смазывания бензиновых и дизельных двигателей с целью обеспечения минимального износа деталей двигателя. После истечения срока службы и вследствие снижения параметров качества масла образуется отход в виде отработанного моторного масла.

- *использованная тара* образуется при приготовлении химических реагентов для обработки скважин. Представляют собой бумажные, полиэтиленовые мешки, пластмассовые канистры, бочки железные с остатками химических реагентов.

- *огарки сварочных электродов* представляют собой остатки электродов после использования их при проведении сварочных работ в процессе ремонта основного и вспомогательного оборудования, а также при других видах работ. Состав электродов: железо: от 96,0% до 97,0%; обмазка типа Ti(CO3)2: от 2,0% до 3,0%; прочие: 1,0%.

- *металлолом* к этому виду отходов относятся металлические отходы в виде пришедшего в негодность оборудования нефтепромыслов, буровых и обсадных труб, обрезки балок, швеллеров, проволока. Отходы, образующиеся в результате ремонта автотранспорта, функционирования различных станков во вспомогательном производстве

- *коммунальные отходы* образуются в ходе административной и хозяйственной деятельности предприятия, от жилых и бытовых комплексов (санузлы, столовые, кухни, сауны и т.п.), т.е. в процессе жизнедеятельности и удовлетворения бытовых потребностей обслуживающего персонала. КО - сложные по своему морфологическому, физическому и химическому составу вещества, включающие в себя бытовые отходы, бумагу, стекло, металл, ткани, резину, дерево и т.д

2) Сбор и/или накопление:

− все отходы собираются раздельно в металлические контейнера;

− коммунальные отходы будут собираться в металлические или пластиковые контейнеры.

3) Идентификация

Все образующиеся отходы на предприятии классифицируются согласно «Классификатору отходов», утвержденного Приказом и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 6 августа 2021 года № 314.

4) Сортировка (с обезвреживанием)

На предприятии для производственных отходов с целью оптимизации организации их обработки и удаления, а также облегчения утилизации предусмотрен отдельный сбор (сортировка) различных типов промышленных отходов.

5) Паспортизация

На каждый вид отходов имеется Паспорт Опасности Отходов, с указанием объема образования, места складирования, химического состава и так далее.

6) Упаковка (и маркировка)

Емкости для сбора каждого вида отхода маркируются.

7) Транспортировка

Все промышленные отходы вывозятся только специализированным спецтранспортом, не допускается присутствие посторонних лиц, кроме водителя и сопровождающего груз персонала предприятия. Все происходит при соблюдении графика вывоза.

8) Складирование

Все отходы производства и потребления складируются в специальные металлические контейнеры.

9) Хранение

Все образованные на предприятии отходы временно размещаются и хранятся на соответствующих площадках для временного хранения отходов.

10) Удаление

Все отходы подлежат вывозу в специализированные организации на утилизацию, обезвреживание и безопасное удаление.

Производственный контроль при обращении с отходами

Производственный контроль при обращении с отходами предусматривает ведение учета объема, состава, режима их образования, хранения и отгрузки с периодичностью, достаточной для заполнения форм внутрипроизводственной и государственной статистической отчетности, которые регулярно направляются в территориальные природоохранные органы.

Параметры образования отходов производства и потребления, их циркуляция и удаление будут контролироваться, и регулироваться в ходе основных технологических процессов.

Обращение со всеми видами отходов, их захоронение будет осуществляться в соответствии с документом, регламентирующим процедуры по обращению с отходами. Выполнение положений данного документа по организации сбора и удаления отходов обеспечит:

- соответствие природоохранному законодательству и нормативным документам по обращению с отходами в РК;
- соответствие политике по контролю рисков для здоровья, техники безопасности и окружающей среды;
- предотвращения загрязнения окружающей среды.

Для каждого типа отхода, образующегося на предприятии, будет составляться, и утверждаться паспорт опасных отходов в процессе хозяйственной деятельности предприятия. Копии паспортов опасных отходов в обязательном порядке будут предоставляться предприятию, транспортирующему данный вид отхода, а также каждому грузополучателю данной партии отходов.

2. ОПИСАНИЕ ЗАТРАГИВАЕМОЙ ТЕРРИТОРИИ С УКАЗАНИЕМ ЧИСЛЕННОСТИ ЕЕ НАСЕЛЕНИЯ, УЧАСТКОВ, НА КОТОРЫХ МОГУТ БЫТЬ ОБНАРУЖЕНЫ ВЫБРОСЫ, СБРОСЫ И ИНЫЕ НЕГАТИВНЫЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ

2.1. Социально-экономические условия Атырауской области

Административно район работ входит в Кызылкогинский район Атырауской области Республики Казахстан.

Атырауская область занимает территорию площадью 118,6 тыс.кв.км. В области 7 районов: Жылыойский, Индерский, Исатайский, Кзылкогинский, Курмангазинский, Макатский, Махамбетский; 14 поселковых и 56 сельских округов; 2 города; 13 поселков (Балыкши, Жумыскер, Каратон, Косшагыл, Саркамыс, Индерборский, Акколь, Байчунас, Доссор, Макат, Ескене, Кошкар, Комсомольский); 190 сельских населенных пунктов.

Центр области расположен в г. Атырау, который находится на реке Урал и основан в 1640 году.

Кызылкогинский район образован в 1944 году. Территория района составляет 24,9 тыс.кв.км., население района на 01.01.2022 г. составило 31,001 тыс.человек. Центр района расположен в селе Миялы, основанном в 1959 году. Расстояние от районного центра до города Атырау 300 км.

2.2 Современные социально-экономические условия жизни местного населения, характеристика его трудовой деятельности

Социально-демографические показатели

Численность населения Атырауской области на 1 июня 2025г. составила 713,5 тыс. человек, в том числе 391,7 тыс. человек (54,9%) – городских, 321,8 тыс. человек (45,1%) – сельских жителей.

Естественный прирост населения в январе-мае 2025г. составил 4200 человек (в соответствующем периоде предыдущего года – 4970 человек). За январь-май 2025г. число родившихся составило 5580 человек (на 13,9% меньше, чем в январе-мае 2024г.), число умерших составило 1380 человек (на 8,6% меньше, чем в январе-мае 2024г.).

Сальдо миграции составило – -1446 человек (в январе-мае 2024г. – -754 человека), в том числе во внешней миграции – 133 человека (306), во внутренней – -1587 человек (- 1060).

Рынок труда и оплата труда

Численность безработных в I квартале 2025г. составила 17843 человека. Уровень безработицы составил 4,9% к численности рабочей силы. Численность лиц, зарегистрированных в органах занятости в качестве безработных, на 1 июля 2025г. составила 22416 человек, или 6,1% к численности рабочей силы.

Среднемесячная номинальная заработная плата, начисленная работникам (без малых

предприятий, занимающихся предпринимательской деятельностью), в I квартале 2025г. составила 634234 тенге, прирост к I кварталу 2024г. составил 5%. Индекс реальной заработной платы в I квартале 2025г. составил 96,1%.

Среднедушевые номинальные денежные доходы населения по оценке в I квартале 2025г. составили 323307 тенге, что на 0,4% ниже, чем в I квартале 2024г., реальные денежные доходы за указанный период уменьшились – 8,9%.

Реальный сектор экономики

Объем промышленного производства в январе-июне 2025г. составил 6928454 млн. тенге в действующих ценах, или 114,2% к январю-июню 2024г.

В горнодобывающей промышленности объемы производства увеличились на 15,7%, в обрабатывающей промышленности на 0,1%, в снабжении электроэнергией, газом, паром, горячей водой и кондиционированным воздухом возрасли - 16,8%, в водоснабжении, сборе, обработке и удалении отходов, деятельности по ликвидации загрязнений снизились - 24,2%.

Объем валового выпуска продукции (услуг) сельского хозяйства в январе-июне 2025г. составил 39033,7 млн. тенге, или 110,5% к январю-июню 2024г.

Объем грузооборота в январе-июне 2025г. составил 32586,5 млн. ткм (с учетом оценки объема грузооборота индивидуальных предпринимателей, занимающихся коммерческими перевозками) или 142,3% к январю-июню 2024г.

Объем пассажирооборота – 2927,4 млн. пкм или 119,7% к январю-июню 2024г.

Объем строительных работ (услуг) составил 245974 млн. тенге или 62,7% к январю-июню 2024г.

В январе-июне 2025г. общая площадь введенного в эксплуатацию жилья увеличилась на 8,4% и составила 257,3 тыс.кв.м. При этом, общая площадь введенных в эксплуатацию индивидуальных жилых домов уменьшилась на 10,1% (193,3 тыс. кв.м.).

Объем инвестиций в основной капитал в январе-июне 2025г. составил 656337 млн. тенге или 68% к январю-июню 2024г.

Количество зарегистрированных юридических лиц по состоянию на 1 июля 2025г. составило 14697 единиц и увеличилось по сравнению с соответствующей датой предыдущего года на 1,2%, из них 14308 единиц с численностью работников менее 100 человек. Количество действующих юридических лиц составило 11610 единиц, среди которых 11221 единицы – малые предприятия. Количество зарегистрированных предприятий малого и среднего предпринимательства (юридические лица) в области составило 12647 единиц и увеличилось по сравнению с соответствующим периодом предыдущего года на 1,3%.

Торговля

Объем розничной торговли в Атырауской области в 2025 году, согласно прогнозам, покажет положительную динамику, но более умеренную, чем в предыдущем году. В целом,

Атырауская область входит в число лидеров по объему розничных продаж в Казахстане.

В январе-марте 2025 года индекс физического объема (ИФО) розничной торговли составил 104,8%, что незначительно ниже показателя за аналогичный период 2024 года (104,9%) по данным Zakon.kz. Объем розничной торговли достиг 4582,6 млн. тенге.

В то же время, розничная торговля составляет значительную долю в общем объеме товарооборота Атырауской области, наряду с оптовой торговлей. В 2025 году прогнозируется увеличение объема розничных продаж на 5,5 трлн тенге по сравнению с 2024 годом.

В целом, розничная торговля в Атырауской области демонстрирует стабильный рост и играет важную роль в экономике региона.

Объем оптовой торговли в Атырауской области за 2025 год пока не опубликован. Однако, в январе-мае 2025 года объем оптовой торговли в Казахстане составил 16926,1 млрд. тенге, что на 8,3% больше, чем за аналогичный период 2024 года, сообщает stat.gov.kz. В структуре оптового товарооборота в Казахстане наибольший удельный вес приходится на город Алматы (37,1%), Атыраускую область (18,2%), город Астану (16,6%) и Карагандинскую область (4,7%), пишет THE TENGE. Объем промышленной продукции в Атырауской области с января по апрель 2025 года составил 4 трлн 611,8 млрд тенге, сообщает Прикаспийская коммуна.

Социальные аспекты воздействия

Традиционными и основными в настоящее время занятиями населения района работ является разведка и добыча нефти и газа, в развитии которого наблюдается определенный рост.

В природно-ландшафтном плане территория участков проведения работ представляет собой однообразную слегка волнистую равнину с полынной растительностью. Особого интереса для посещения людьми, не связанными с производственной деятельностью, эта территория не представляет.

Реализация проекта никак не отразится на интересах людей, проживающих в окрестностях месторождения в области их права на хозяйственную деятельность или отдых.

Ландшафтно-климатические условия и местоположение территории месторождения не исключают ее рентабельное использование для сельскохозяйственных целей. Кроме того, после проведения данных работ, здесь возможно выявление перспективных участков с новыми запасами углеводородного сырья, то есть реализация конечных прямых целей проекта.

Степень развития коммуникаций и наличие полезных ископаемых региона определяет и степень развития района в целом, его привлекательность для инвестиций и развития социальной инфраструктуры.

Инвестиции в месторождение будут способствовать увеличению поступлений денежных средств в местный бюджет. Таким, образом, реализация намечаемой хозяйственной деятельности при незначительном воздействии на окружающую среду в области социальных отношений будет иметь, несомненно, положительную роль.

С учетом санитарно-эпидемиологической ситуации в районе будут предусмотрены необходимые меры для обеспечения нормальных санитарно-гигиенических условий работы и отдыха персонала, его медицинского обслуживания.

Вопросы оказания неотложной медицинской помощи с последующей эвакуацией должны решаться на договорной основе, на базе действующих местных медицинских учреждений.

Обязательным, так же, является организация связи и транспорта для оказания неотложной медицинской помощи.

Состояние здоровья населения

Загрязнение окружающей среды, как отрицательно влияющий на состояние здоровья населения фактор, на территории области играет неоднозначную роль.

При проведении буровых работ и обустройстве месторождения загрязнение воздушного бассейна в результате работы автотранспорта, спецтехники, наряду с нарушением почвенно-растительного покрова, также является наиболее значимым последствием реализации проекта.

Объемы коммунальных и производственных отходов, образующиеся в процессе проведения работ, собираются и утилизируются в установленном порядке, обеспечивающем минимальное воздействие на окружающую среду и здоровье населения.

Таким образом, принятые проектом технические решения обезвреживания отходов производства и потребления полностью исключают их неблагоприятное воздействие на здоровье проживающего в районе населения.

Памятники истории и культуры

Историко-культурное наследие, как важнейшее свидетельство исторической судьбы каждого народа, как основа и непременное условие его настоящего и будущего развития, как составная часть всей человеческой цивилизации, требует постоянной защиты от всех опасностей. Обеспечение этого в Республике Казахстан является нравственным долгом и определяемый Законом РК от 26.12.19 г. № 288-VI ЗРК «Об охране и использовании объектов историко-культурного наследия» обязанностью для всех юридических и физических лиц, охрана памятников архитектуры, археологии и истории обеспечивается положениями настоящего Закона Республики Казахстан.

На территории Атырауской области находится множество памятников, отличающихся по типологии, художественной выразительности и уникальности в декоративной обработке естественного строительства материала – некрополи (IX – XX в.в), подземные мечети (IX – XV в.в), сагана – тамы (XVIII – XX в.в), сандыктасы (XVI – XX в.в), кошкартасы (XVI – XX в.в), кулпытасы (XVI – XX в.в), каменные ограждения (XVIII – XX в.в), курганы (VI до н. э. – I в.н.э.), стоянки периода неолита, караван – сараи (XVI – XVIII), культовые и гражданские сооружения конца XIX и начала XX веков.

На территории области зоны с различным градостроительным режимом распределены

следующим образом:

- Памятники особо охраняемой зоны (I зона) встречаются отдельными вкраплениями в Курмангазинском, Истатайском, Махамбетском, Жылойском и Кызылкогинском районах;
- памятники средней охраняемой зоны (II зона) расположены в Индерском, Макатском, Жылойском районах;
- памятники мене охраняемой группы (III зона) наиболее многочисленны и представлены обширными зонами практически во всех районах области: Курмангазинском, Исатайском, Махамбетском, Жылойском, Кызылкогинском;

Памятники археологии в основном концентрируются в поймах рек Урал, Эмба.

Согласно «Закону об охране и использовании историко-культурного наследия» во всех видах освоения территорий на период отвода земельных участков должны производиться исследовательские работы по выявлению объектов историко-культурного наследия за счет средств землепользователей. Запрещается проведение всех видов работ, которые могут создать угрозу существованию памятников.

Предприятия, организации и граждане в случае обнаружения в процессе ведения работ археологических и других объектов, имеющих историческую, научную, художественную и иную культурную ценность, обязаны сообщить об этом государственному органу по охране и использованию историко-культурного наследия и приостановить дальнейшее ведение работ.

На территории месторождения Матин, в настоящее время памятников материальной культуры, являющимися объектами охраны, не зарегистрировано.

2.3 Обеспеченность объекта в период строительства, эксплуатации и ликвидации трудовыми ресурсами, участие местного населения

Район работ полностью обеспечен трудовыми ресурсами. При проведении работ будут созданы дополнительные рабочие места, рабочая сила будет привлекаться из местного населения.

2.4 Влияние намечаемого объекта на регионально-территориальное природопользование

Традиционными и основными в настоящее время занятиями населения района работ является разведка и добыча нефти и газа, в развитии которого наблюдается определенный рост.

В природно-ландшафтном плане территория участков проведения работ представляет собой однообразную слегка волнистую равнину с полынной растительностью. Особого интереса для посещения людьми, не связанными с производственной деятельностью, эта территория не представляет.

Реализация проекта никак не отразится на интересах людей, проживающих в окрестностях месторождения в области их права на хозяйственную деятельность или отдых.

Ландшафтно-климатические условия и местоположение территории месторождения не исключают ее рентабельное использование для сельскохозяйственных целей. Кроме того, после проведения данных работ, здесь возможно выявление перспективных участков с новыми запасами углеводородного сырья, то есть реализация конечных прямых целей
проекта.

Степень развития коммуникаций и наличие полезных ископаемых региона определяет и степень развития района в целом, его привлекательность для инвестиций и развития социальной инфраструктуры.

Инвестиции в месторождение будут способствовать увеличению поступлений денежных средств в местный бюджет. Таким, образом, реализация намечаемой хозяйственной деятельности при незначительном воздействии на окружающую среду в области социальных отношений будет иметь, несомненно, положительную роль.

С учетом санитарно-эпидемиологической ситуации в районе будут предусмотрены необходимые меры для обеспечения нормальных санитарно-гигиенических условий работы и отдыха персонала, его медицинского обслуживания.

Вопросы оказания неотложной медицинской помощи с последующей эвакуацией должны решаться на договорной основе, на базе действующих местных медицинских учреждений.

Обязательным, так же, является организация связи и транспорта для оказания неотложной медицинской помощи.

Проведение работ с соблюдением норм и правил техники безопасности, промышленной санитарии, противопожарной безопасности обеспечит безопасное проведение планируемых работ и не вызовет дополнительной, нежелательной нагрузки на социально-бытовую сферу.

2.5 Прогноз изменений социально-экономических условий жизни местного населения при реализации проектных решений объекта (при нормальных условиях эксплуатации объекта и возможных аварийных ситуациях)

Проведение работ разработки на месторождении Матин окажет положительный эффект на социально-экономические условия в первую очередь, на областном и местном уровне воздействий, а также в целом на государственном.

В регионе может незначительно увеличиться первичная и вторичная занятость местного населения, что приведет к увеличению доходов населения и росту благосостояния.

Экономическая деятельность оказывает прямое и косвенное благоприятное воздействие на финансовое положение области (увеличению поступлений денежных средств в местный бюджет, развитию системы пенсионного обеспечения, образования и здравоохранения).

Также обеспечение жильем, питанием и другими услугами персонал и подрядчиков предприятия повышает благосостояние жителей области, не связанных с добычей нефти.

Закупка оборудования оказывает положительное воздействие на предприятия,

поставляющих это оборудование и на их работников оказывает воздействие, поддерживая цепь поставок для поставщиков в нефте- и газодобывающую промышленность. Так же положительно влияет на увеличенные продаж в пределах региона из-за затрат доходов в секторах, поддерживающих нефтяные и газовые работы.

Вывод: *Реализация работ разработки месторождения Матин будет оказывать прямое и косвенное благоприятное воздействие на финансовое положение области (увеличению поступлений денежных средств в местный бюджет, развитию системы пенсионного обеспечения, образования и здравоохранения), а также увеличит первичную и вторичную занятость местного населения.*

2.6 Санитарно-эпидемиологическое состояние территории и прогноз его изменений в результате намечаемой деятельности

Планируемые работы не приведут к значительному загрязнению окружающей среды, что не скажется негативно на здоровье населения.

Все работники пройдут необходимую вакцинацию и инструктаж по соблюдению правил личной гигиены, с учетом региональных особенностей, поэтому повышение эпидемиологического риска в районе работ мало вероятно.

С учетом санитарно-эпидемиологической ситуации в районе предусмотрены необходимые меры для обеспечения санитарно-гигиенических условий работы и отдыха персонала, его медицинского обслуживания.

Привлечение местных трудовых ресурсов снижает вероятность заболеваний среди рабочих, адаптированных к местным климатическим условиям, а также уменьшает риск привнесения инфекционных заболеваний из других регионов.

Учитывая все вышесказанное, в процессе проектируемых работ вероятность ухудшения санитарно-эпидемиологической ситуации в исследуемом районе очень низкая.

2.7 Предложения по регулированию социальных отношений в процессе намечаемой хозяйственной деятельности

Основными предложениями по регулированию социальных отношений в процессе намечаемой хозяйственной деятельности, связанную со строительством являются:

1) создание эффективного механизма развития социального партнерства и регулирования социальных, трудовых и связанных с ними экономических отношений;

2) содействие обеспечению социальной стабильности и общественного согласия на основе объективного учета интересов всех слоев общества;

3) содействие в обеспечении гарантий прав работников в сфере труда, осуществлении их социальной защиты;

4) содействие процессу консультаций и переговоров между Сторонами социального

партнерства на всех уровнях;

5) содействие разрешению коллективных трудовых споров;

6) выработка предложений по реализации государственной политики в области социально-трудовых отношений;

7) взаимодействие со всеми заинтересованными сторонами по социальному партнерству и регулированию социально-трудовых отношений.

3 ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ ВАРИАНТОВ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ С УЧЕТОМ ЕЕ ОСОБЕННОСТЕЙ И ВОЗМОЖНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, ВКЛЮЧАЯ ВАРИАНТ, ВЫБРАННЫЙ ИНИЦИАТОРОМ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ДЛЯ ПРИМЕНЕНИЯ, ОБОСНОВАНИЕ ЕГО ВЫБОРА, ОПИСАНИЕ ДРУГИХ ВОЗМОЖНЫХ РАЦИОНАЛЬНЫХ ВАРИАНТОВ, В ТОМ ЧИСЛЕ РАЦИОНАЛЬНОГО ВАРИАНТА, НАИБОЛЕЕ БЛАГОПРИЯТНОГО С ТОЧКИ ЗРЕНИЯ ОХРАНЫ ЖИЗНИ И (ИЛИ) ЗДОРОВЬЯ ЛЮДЕЙ, ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

3.1. Технико-экономический анализ вариантов разработки, обоснование выбора рекомендуемого к утверждению варианта

Подробное описание возможных вариантов осуществления намечаемой деятельности представлена в **главе 1.5**.

Информация об ожидаемых видах, характеристиках и количестве эмиссий в окружающую среду, иных вредных антропогенных воздействиях на окружающую среду, связанных со строительством и эксплуатацией объектов для осуществления рассматриваемой деятельности, включая воздействие на воды, атмосферный воздух, почвы, недра, а также вибрации, шумовые, электромагнитные, тепловые и радиационные воздействия подробно представлено в **главе 1.8.** Выбросы посчитаны на все три варианты разработки и два варианта обустройства.

Для каждого компонента окружающей среды (атмосферного воздуха, поверхностных и подземных вод, геологической среды, почв, растительности и животного мира и т.д.) в соответствующих главах Отчета выполнена оценка воздействия от трех вариантов разработки месторождения. Экологическая оценка проводилась по трем представленным вариантам разработки, которые отличаются между собой системой разработки: плотностью сетки проектных скважин (количеством скважин), использованием системы поддержания пластового давления, темпами разбуривания проектных скважин.

При сравнении воздействия от трех вариантов разработки месторождения на компоненты окружающей среды можно сделать следующие основные выводы:

1. С точки зрения загрязнения атмосферы, каждый вариант отличается друг от друга: графиком бурения (по годам), общим количеством и назначением скважин (добывающие и нагнетательные), а также уровнем проектных объемов добычи нефти и газа, решениями по утилизации газа (3 варианта). При бурении эксплуатационных скважин максимальные объемы выбросов ожидаются при реализации 2 рекомендуемого варианта, наименьшие - при реализации 1 варианта. Однако, варианты 1 и 3 по итогам технико-экономического анализа является **не рентабельным**, в связи с чем **не может быть рекомендован** к реализации.

В процессе намечаемой деятельности источники выбросов при бурении скважин относятся к категории *временных* и прекращают свою деятельность по завершению буровых работ (2025-2026). Скважины будут подключены к общей системе сбора нефти.

В период разработки м/р общие результаты расчетов выбросов вредных веществ в

атмосферу выполнены по каждому варианту на год максимальной добычи нефти (2025г, 2026 г). Согласно данных таблицы 1.25 проекта «Ориентировочное количество и перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от оборудования по каждому из вариантов разработки» раздела 1.8. выбросы при реализации рекомендуемого варианта 2 больше, чем варианта 1. Общие результаты экологических расчетов выбросов вредных веществ в атмосферу по каждому варианту и разница в процентах в сравнении с базовым вариантом представлены в таблице ниже:

	Базовый вариант 1 (2025 г. – максимальные добыча нефти и газа, максимальный фонд скважин)	Базовый вариант 1 (2026г.)	Базовый вариант 1 (2027г.)	Базовый вариант 1 (2028г.)	Базовый вариант 1 (2029г.)
Объем выбросов, т/г	**14,94962**	**14,91234**	**14,87806**	**14,84688**	**14,82749**
	2 рекомендуемый вариант (2025 г. – максимальные добыча нефти и газа)	2 рекомендуе-мый вариант (2026 г. – максимальный фонд скважин)	2 рекомен-дуемый вариант (2027г.)	2 рекомен-дуемый вариант (2028г.)	2 рекомен-дуемый вариант (2029г.)
Объем выбросов, т/г	**15,10283**	**15,192914**	**15,14984**	**14,98880**	**14,96242**
Разница, %	1,02%	1,88%	1,83%	0,96%	0,91%
	Вариант 3 (2025 г. – максимальные добыча нефти и газа)	Вариант 3 (2026г. – максимальный фонд скважин)	Вариант 3 (2027г.)	Вариант 3 (2028г.)	Вариант 3 (2029г.)
Объем выбросов, т/г	**16,43953**	**31,72143**	**31,67295**	**31,63628**	**31,60210**
Разница, %	9,97%	112,72%	112,88%	113,08%	113,13%

Как показал сравнительный анализ валовых выбросов загрязняющих веществ от фонда добывающих скважин, от дополнительного и существующего технологического оборудования, которые находятся в прямой зависимости от объема добычи нефти, варианты 1 и 2 : в период максимальной добычи нефти и газа (2025 г.) и максимальный фонд скважин (2026 года) имеют различия на 1,02-1,88 %, варианты 1 и 3 : в период максимальной добычи нефти и газа (2025 г.) имеют различия на 9,97 % и максимальный фонд скважин (2026 г.) имеют различия на 112,72 %.

Проведенные расчеты в рамках настоящего проекта показали, что реализация проекта по вариантам 1-3 не приведет к существенным изменениям загрязнения атмосферного воздуха на данной территории, создаваемые приземные концентрации по данным моделирования уровня загрязнения атмосферного воздуха, не превышают предельно-допустимых значений на границе санитарно-защитной зоны по всем веществам и группам суммаций.

В целом, при соблюдении всех предусмотренных проектом природоохранных мероприятий существенный и необратимый вред качеству атмосферного воздуха рассматриваемой территории нанесен не будет по 2 варианту (рекомендуемый) намечаемой деятельности. При этом анализ технико-экономических показателей также показал, что *2 вариант разработки является наиболее эффективным*.

2. Воздействие на геологическую среду, растительность и животный мир от всех вариантов разработки месторождения на всех этапах реализации проектных решений равнозначно.

3. Результаты расчетов по водопотреблению и водоотведению показывают, что максимальные объемы водопотребления, водоотведения ожидаются при реализации варианта 3 (таблица 1.8.2.5 Отчета). Однако водопотребление носит временный характер в период бурения скважин и распределено равномерно по периоду работ. В период эксплуатации объемы водопотребления имеют одинаковые значения по всем вариантам разработки.

Согласно проекту разработки, годовая добыча попутной пластовой воды будет увеличиваться в связи с обводненностью месторождения по мере выработки.

Реализация всех вариантов (с системой ППД) позволяет использовать попутную пластовую воду в технологическом цикле для закачки обратно в пласт с целью поддержания пластового давления и, тем самым, предотвращает необходимость ее утилизации, что будет снижать нагрузку на компоненты окружающей среды.

При реализациях проектных решений по каждому из вариантов разработки месторождения Матин существенные воздействия на подземные воды от намечаемой деятельности не ожидается. При этом анализ технико-экономических показателей также показал, что *2 вариант разработки является наиболее эффективным*.

4 Варианты разработки месторождения также были проанализированы с точки зрения образования отходов. В целом в период эксплуатации различие между вариантами разработки не наблюдается. Анализ показал, что наибольшее влияние на образование отходов оказывает график бурения, который является индивидуальным для каждого варианта разработки месторождения и охватывает период 2025-2026 гг (таблица 1.9.1.2 Отчета). Однако это воздействие носит временный характер и при соблюдении природоохранных мероприятий будет носить минимальный характер воздействия.

5 Согласно данным технико-эколонического обоснования вариант 1 дает наименьшую величину КИН 0,346 (коэффициента извлечения нефти), что в будущем приведет к усложению процесса добычи с целью полного извлечения запасов.

6 Вариант 2 по анализам показывает величину КИН 0,348, что соответствует количеству извлекаемых запасов, учтенных в государственном балансе РК (раздел 4.3 «ПР м/р Матин»). Вариант 3 дает величину КИН 0,347 (коэффициента извлечения нефти) это меньше, чем 2 вариант, что в будущем приведет к усложению процесса добычи с целью полного извлечения запасов.

По результатам рассмотрения всех трех вариантов осуществления намечаемой деятельности, из всех возможных, были выбраны наиболее оптимальные, которые и рассматриваются в рамках данного отчета как проектные. На основе покомпонентной оценки воздействия на окружающую среду путем выполненения интегральной оценки намечаемой деятельности вариант 2 выбран в Отчете о возможных воздействиях, как наиболее рациональный,

поскольку соответствует наилучшим технико-экономическим показателям. Реализация варианта 2 в последствии при дальнейшей разработке месторождения не вызовет ухудшения качества компонентов окружающей среды и здоровья человека.

Намечаемая деятельность планируется в строгом соответствии с нормативными документами и полностью соответствуют всем условиям пункта 5 Приложения 1 к «Инструкции по организации и проведению экологической оценки» от 03.08.2021 г., при которых вариант 2 намечаемой деятельности характеризуется как рациональный.

Разработанная документация подтверждают полное соответствие принятых решений нормативным требованиям законодательства Республики Казахстан, в том числе в области охраны окружающей среды: Экологический кодекс Республики Казахстан от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК; Водный кодекс Республики Казахстан от 9 июля 2003 года, № 481-II ЗРК (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.07.2021 г.); Земельный Кодекс Республики Казахстан от 20 июня 2003 года, № 442-II ЗРК (с изменениями и дополнениями по состоянию на 06.07.2021 г.); Кодекс Республики Казахстан от 27 декабря 2017 года № 125-VI «О недрах и недропользовании» (с изменениями и дополнениями от 01.07.2021 г.); Кодекс Республики Казахстан от 07 июля 2020 № 360-VI «О здоровье народа и системе здравоохранения» (с изменениями по состоянию на 24.06.2021 г.);

Таким образом, принятый 2 вариант намечаемой деятельности является рациональным, поскольку соответствует на всех этапах намечаемой деятельности законодательству Республики Казахстан, в том числе в области охраны окружающей среды.

3.2 Технологические и технико-экономические показатели вариантов разработки

3.2.1 Технологические показатели вариантов разработки

Для оценки рациональной разработки залежей месторождения Матин, а также экономически рентабельного КИН проводились расчеты прогнозных технологических показателей разработки. В основу гидродинамических расчетов положены фактические данные о дебитах скважин, расчетные данные продуктивности пластов, их неоднородности, полученные в период опробования продуктивных пластов. Расчеты проводились с использованием данных, созданных и адаптированных к фактическому состоянию разработки с использованием аналитической методики. Обоснованность использования данной методики основана на многолетнем опыте применения и постоянном её совершенствовании.

Размещение добывающих проектных скважин в рассматриваемых вариантах выполнено на картах эффективных нефтенасыщенных толщин. Следует отметить, что размещение проектных скважин на основных объектах разработки формировалось таким образом, чтобы при возврате этих скважин на вышезалегающие объекты не нарушалась равномерность сетки, тем самым уплотняя уже существующую сетку скважин на верхних объектах.

Дебиты новых скважин обосновывались с учетом количества исследованных скважин по объектам, показателя зональной неоднородности по продуктивности и коэффициента надежности.

1 вариант. В качестве базового принят вариант разработки, реализуемый на месторождении в настоящее время.

Разработку продуктивных залежей планируется осуществлять существующим фондом скважин, бурение оставшихся проектных скважин, предусмотренных утвержденным проектным документом на разработку месторождения составляет 1 добывающая вертикальная скважина (№358). А также предусмотрены переводы добывающих скважин под закачку.

Фонд скважин с начала разработки составит – 176 ед. Максимальный фонд добывающих скважин – 113 ед. достигается в 2025 г.

Вариант 2 (рекомендуемый). В данном варианте предусмотрено бурение 2 добывающих вертикальных скважин (№361, №363).

Общий эксплуатационный фонд скважин с начала разработки составит – 178 ед. Максимальный фонд добывающих скважин – 115 ед. достигается в 2026 г.

Вариант 3. Данный вариант отличается от предыдущих двух вариантов более уплотненной сеткой скважин, количество проектных добывающих скважин больше на 8 ед.

В целом по месторождению планируется бурение 7 скважин, из них 3 горизонтальных (№364Н, №365Н, №366Н), 4 вертикальных скважин (№356, №367, №369, №370).

Общий эксплуатационный фонд скважин с начала разработки составит – 186 ед.

Максимальный фонд добывающих скважин – 123 ед. в 2026 г.

Согласно технико-экономическим расчетам к реализации рекомендуется вариант 2.

4 ВАРИАНТЫ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

В данном проекте были рассмотрены и рассчитаны технологические показатели по трем вариантам разработки. С учетом технического задания на проектирование, глубин залегания, плана расположения, геолого-физических характеристик и добывных возможностей продуктивного пласта, принятых минимальных толщин для размещения скважин, анализа запасов нефти, по расчетным вариантам определено количество и расположение проектных скважин для бурения.

4.1 Различные сроки осуществления деятельности или ее отдельных этапов (начала или осуществления строительства, эксплуатации объекта, постутилизации объекта, выполнение отдельных работ)

Ниже приведены результаты проектных расчетных вариантов за проектно-рентабельный период разработки по месторождению.

Вариант 1.

Проектный период разработки – 2025 – 2056 годы.

Вариант 2 (рекомендуемый).

Проектный период разработки – 2025 – 2057 годы.

Вариант 3.

Проектный период разработки – 2025 – 2054 годы.

Согласно технико-экономическим расчетам к реализации рекомендуется вариант 2.

4.2 Различные виды работ, выполняемых для достижения одной и той же цели

Проектные решения по системе сбора, транспорта и подготовки добываемой продукции

По рекомендованному варианту разработки проектными решениями предусматривается: в 2025 г. – бурение добывающей скважины №361, в 2026 г. – бурение добывающей скважины №363.

Дополнительное бурение 4-х добывающих скважин предполагает обустройство устьев и выкидных линий от данных скважин до ГЗУ.

На установке должна обеспечиваться возможность замера дебитов нефти, газа и воды, необходимого для контроля за разработкой месторождения.

Для минимизации тепловых потерь по длине трубопровода, рекомендуется все наземные участки трубопроводов оснастить теплоизоляцией, систему выкидных линий проложить подземно на глубине ниже глубины промерзания грунта.

Все технологические объекты должны быть оснащены системами автоматического регулирования, сигнализации по верхнему и нижнему уровню давления, системой аварийного останова, срабатывающего при нарушении технологического режима.

В связи с тем, что существующая система сбора и подготовки нефти по производительности достаточна для поддержания технологических процессов, расширение ее в рамках проекта не предусматривается за исключением подключения новых проектных скважин.

При этом рекомендуется каждый год проводить техническое обслуживание оборудования, при необходимости своевременный ремонт и замену изношенного оборудования.

В виду отдаленности ГЗУ-9 и ДНС от УПН, а также связанными с этим теплопотерями по длине нефтесборного коллектора и увеличением противодавления в нём, рекомендуется установить на ГЗУ-9 и ДНС дополнительные печи подогрева по одной единице.

Перечень необходимого оборудования для реализации системы промыслового сбора по рекомендуемому варианту разработки по годам представлен в таблице 4.2.1.

Таблица 4.2.1 – Перечень необходимого оборудования для реализации системы промыслового сбора по рекомендуемому варианту разработки

№ п/п	Мероприятия	Ед. изм.	Годы			Всего
			2024	2025	2026	
1	Подключение проектных добывающих скважин	ед.	2	1	1	**4**
2	Прокладка выкидных трубопроводов Ду-100мм	м	1410	310	610	**2330**

Схема системы сбора и транспорта добываемой продукции с проектными решениями по рекомендованному варианту разработки представлена на рисунке 4.2.1.

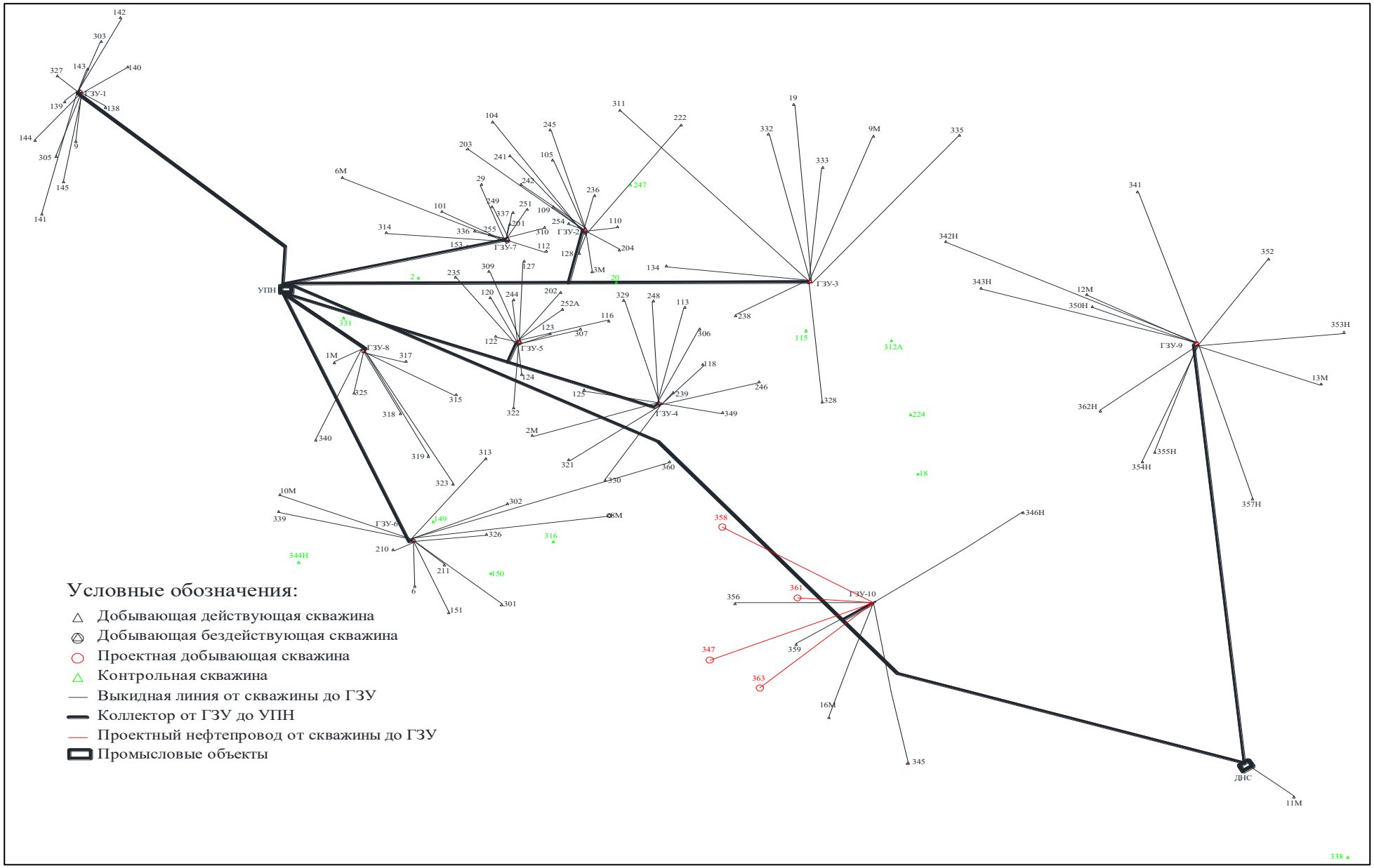


Рисунок 4.2.1 – Схема системы сбора и транспорта добываемой продукции с проектными решениями по рекомендованному варианту разработки

4.3 Различная последовательность работ

Для обоснования величины коэффициента извлечения нефти, растворенного газа были рассмотрены 3 варианта разработки месторождения Матин, которые различаются: количеством бурения скважин.

Выбор оптимальной проектной плотности сетки скважин обосновывался на основании фактически уже сложившейся на объектах плотности сетки. Проектная глубина новых скважин составляет 670м и 1025м.

В основу расчетов начального дебита новых проектных скважин положены фактические данные о дебитах скважин, продуктивности и удельной продуктивности, полученные в процессе опробования и эксплуатации залежей. Дебиты новых проектных скважин приняты: для вертикальных скважин – 5 т/сут, для горизонтальных скважин – 10 т/сут.

Разбуривание месторождения осуществляется вертикальными и горизонтальными скважинами. Темп бурения скважин выбран согласно рекомендациям заказчика и бюджета АО «Матен Петролеум». Ориентация сетки расположения скважин подбиралась, в основном, исходя из фактического расположения уже существующего фонда скважин и геометрии залежей.

В данной работе с учетом прежних проектных документов и со сложившейся системой разработки эксплуатационных объектов, для обоснования экономически эффективной и технологически рациональной величины нефтеизвлечения было предложено 3 варианта разработки продуктивных горизонтов месторождения Матин, отличающиеся количеством эксплуатационных скважин.

Вариант 1. В качестве базового принят вариант разработки, реализуемый на месторождении в настоящее время.

Разработку продуктивных залежей планируется осуществлять существующим фондом скважин, бурение оставшихся проектных скважин, предусмотренных утвержденным проектным документом на разработку месторождения составляет 1 добывающая вертикальная скважина (№358). А также предусмотрены переводы добывающих скважин под закачку.

Фонд скважин с начала разработки составит – 176 ед. Максимальный фонд добывающих скважин – 113 ед. достигается в 2025 г.

Вариант 2 (рекомендуемый).

В данном варианте предусмотрено бурение 2 добывающих вертикальных скважин (№361, №363).

Общий эксплуатационный фонд скважин с начала разработки составит – 178 ед. Максимальный фонд добывающих скважин – 115 ед. достигается в 2026 г.

Вариант 3. Данный вариант отличается от предыдущих двух вариантов более уплотненной сеткой скважин, количество проектных добывающих скважин больше на 8 ед.

В целом по месторождению планируется бурение 7 скважин, из них 3 горизонтальных (№364Н, №365Н, №366Н), 4 вертикальных скважин (№356, №367, №369, №370).

Общий эксплуатационный фонд скважин с начала разработки составит – 186 ед.

Максимальный фонд добывающих скважин – 123 ед. в 2026 г.

При выборе режимов работы скважин учитывалось, что текущее забойное давление добывающих скважин объектов I - VIII не должно быть ниже Рнас. Основные исходные технологические характеристики расчетных вариантов разработки представлена в таблице 4.3.1.

Таблица 4.3.1 – Основные исходные технологические характеристики расчетных вариантов разработки

Характеристики	Варианты		
	I	II	III
Режим разработки:			
I объект	внутриконтурное	внутриконтурное	внутриконтурное
II объект	без ППД		
III объект	внутриконтурное	внутриконтурное	внутриконтурное
IV объект	внутриконтурное	внутриконтурное	внутриконтурное
V объект	внутриконтурное	внутриконтурное	внутриконтурное
VI объект	внутриконтурное	внутриконтурное	внутриконтурное
VII объект	без ППД		
VIII объект	без ППД		
Система размещения скважин	площадная		
Плотность сетки, га/скв:			
I объект	9,0	9,0	7,5
II объект	15,0	15,0	11,5
III объект	13,0	13,0	13,0
IV объект	15,0	15,0	11,5
V объект	16,0	16,0	12,0
VI объект	30,0	25,0	12,5
VII объект	16,0	16,0	12,5
VIII объект	40,0	40,0	40,0
Режим работы скважин			
добывающая I - VII объекты	Рзаб>или =Рнас		
добывающая VIII объект	Рзаб<Рнас		
нагнетательная	Рзаб<Ргидр.разр.		
Коэффициент использования скважин, д. ед.	0,9		
Коэффициент эксплуатации скважин, д. ед.:			
нагнетательных новые/переходящие	0,5/0,95	0,5/0,95	0,5/0,95
добывающих новые/переходящие			
Принятый коэффициент компенсации закачкой отбора, %	70-130		

Таблица 4.3.2 – График ввода скважин из бурения по объектам и по вариантам разработки

Объект разработки	Годы	Вариант 1		Вариант 2		Вариант 3	
		Ввод из бурения	Вывод из наблюдательного фонда	Ввод из бурения	Вывод из наблюдательного фонда	Ввод из бурения	Вывод из наблюдательного фонда
I объект	2025			361,		367, 369	
	2026			363		370, 371	
III объект	2025	358				364Н, 365Н	
	2026					366Н	
VI объект	2025						
VIII объект	2025		7М		7М		7М

Таким образом, с учетом описанных выше технических решений и технологий было рассмотрено 3 варианта разработки месторождения Матин (таблица 4.3.1). Для выбранных вариантов разработки определены значения коэффициентов нефтеотдачи, основные технологические показатели и объемы бурения, капитальные и эксплуатационные затраты. Проведенные технико-экономические расчеты показали, что наиболее эффективным для реализации на месторождении является вариант 2.

Результаты расчетов основных прогнозных технологических показателей по рекомендуемому 2 варианту разработки в целом по месторождению Матин представлены в разделе 4.1.

4.4 Различные способы планировки объекта (включаярасположение на земельном участке зданий и сооружении, мест выполнения конкретных работ)

Иных характеристик намечаемой деятельности по данному этапу нет.

4.5 Различные условия эксплуатации объекта (включая графики выполнения работ, влекущих негативные антропогенные воздействия на окружающую среду)

Для обоснования величины коэффициента извлечения нефти, растворенного газа были рассмотрены 3 варианта разработки месторождения Матин, которые различаются: количеством бурения скважин.

Выбор оптимальной проектной плотности сетки скважин обосновывался на основании фактически уже сложившейся на объектах плотности сетки. Проектная глубина новых скважин составляет 670м и 1025м.

В основу расчетов начального дебита новых проектных скважин положены фактические данные о дебитах скважин, продуктивности и удельной продуктивности, полученные в процессе опробования и эксплуатации залежей. Дебиты новых проектных скважин приняты: для вертикальных скважин – 5 т/сут, для горизонтальных скважин – 10 т/сут.

Разбуривание месторождения осуществляется вертикальными и горизонтальными скважинами. Темп бурения скважин выбран согласно рекомендациям заказчика и бюджета АО «Матен Петролеум». Ориентация сетки расположения скважин подбиралась, в основном, исходя из фактического расположения уже существующего фонда скважин и геометрии залежей.

В данной работе с учетом прежних проектных документов и со сложившейся системой разработки эксплуатационных объектов, для обоснования экономически эффективной и технологически рациональной величины нефтеизвлечения было предложено 3 варианта разработки продуктивных горизонтов месторождения Матин, отличающиеся количеством эксплуатационных скважин.

Вариант 1. В качестве базового принят вариант разработки, реализуемый на месторождении в настоящее время.

Разработку продуктивных залежей планируется осуществлять существующим фондом скважин, бурение оставшихся проектных скважин, предусмотренных утвержденным проектным документом на разработку месторождения составляет 1 добывающая вертикальная скважина (№358). А также предусмотрены переводы добывающих скважин под закачку.

Фонд скважин с начала разработки составит – 176 ед. Максимальный фонд добывающих скважин – 113 ед. достигается в 2025 г.

Вариант 2 (рекомендуемый).

В данном варианте предусмотрено бурение 2 добывающих вертикальных скважин (№361, №363).

Общий эксплуатационный фонд скважин с начала разработки составит – 178 ед. Максимальный фонд добывающих скважин – 115 ед. достигается в 2026 г.

Вариант 3. Данный вариант отличается от предыдущих двух вариантов более уплотненной сеткой скважин, количество проектных добывающих скважин больше на 8 ед.

В целом по месторождению планируется бурение 7 скважин, из них 3 горизонтальных (№364Н, №365Н, №366Н), 4 вертикальных скважин (№356, №367, №369, №370).

Общий эксплуатационный фонд скважин с начала разработки составит – 186 ед.

Максимальный фонд добывающих скважин – 123 ед. в 2026 г.

При выборе режимов работы скважин учитывалось, что текущее забойное давление добывающих скважин объектов I - VIII не должно быть ниже Рнас.

4.6 Различные условия доступа к объекту (включая виды транспорта, которые будут использоватьсядля доступа к объекту)

Нефтегазовое месторождение Матин расположено в юго-восточной части Прикаспийской впадины. В административном отношении находится в пределах Кзылкогинского района Атырауской области Республики Казахстан, в 32 км к северо-востоку от ст. Макат по железнодорожной линии Атырау – Кандагач. Районный центр пос. Миялы находится на расстоянии 120 км на северо-восток от месторождения. Областной центр г. Атырау расположен в 152 км к юго-западу от площади (рис. 1.1). Ближайшим населенным пунктом является село Жамансор, расположенное в 8,24 км юго-восточнее месторождения (рис.1.2).

В орографическом отношении район месторождения представляет слабовсхолмленную равнину. Абсолютные отметки рельефа колеблются от минус 1,3 м до плюс 3,32 м.

Гидрографическая сеть в пределах площади слабо развита. Многочисленные соры заполняются весной дождевыми и талыми водами, а летом пересыхают. Вода в сорах горько-соленая и пригодна только для технических целей. Источники питьевой воды отсутствуют. Снабжение пресной питьевой водой вахтового поселка производится со станции Макат.

Климат района резко континентальный, с большой амплитудой колебания сезонных и

суточных температур, с сухим жарким летом и холодной зимой. Температура воздуха понижается зимой до -30°С в январе месяце, а самый жаркий месяц – июль с максимальной температурой +40°С. Среднегодовое количество осадков составляет 150-200 мм, которые выпадают, в основном, в течение осенне-зимнего сезона. Снеговой покров удерживается обычно с ноября до середины марта.

Растительность района полупустынная и представлена преимущественно белополынными травами, выгорающими в начале лета. Животный мир очень беден.

Дорожная сеть в районе работ представлена грунтовыми дорогами, пригодными для передвижения автотранспорта.

В экономическом отношении район сельскохозяйственный с животноводческим направлением, земледелие из-за сухости климата и засолонённости почв носит подсобный характер. Из полезных ископаемых распространены глины и пески.

Район месторождения постоянных населенных пунктов не имеет и только в летний период используется в качестве пастбища для скота.

Дорожная сеть представлена асфальтовыми, грейдерными и полевыми грунтовыми дорогами.

Автомобильным транспортом намечается осуществлять:

- материально-техническое снабжение;
- хозяйственно-бытовое снабжение (бутилированная вода).

Заезд транспорта на промысел будет осуществлятся по утвержденному маршруту. Снабжение необходимыми материалами, снаряжением, бутилированной водой будет производиться крупнооптовыми партиями. Транспортировку грузов предусматривается производить грузовыми, а персонала легковыми или другими (автобусами, вахтовками) автомобилями повышенной проходимости.

Иных характеристик намечаемой деятельности нет

4.7 Различные варианты, относящиеся к иным характеристикам намечаемой деятельности, влияющие на характер и масштабы антропогенного воздействия на окружающую среду

Отсутствуют иные характеристики намечаемой деятельности, влияющие на характер и масштабы антропогенного воздействия на окружающую среду.

5 ВОЗМОЖНЫЙ РАЦИОНАЛЬНЫЙ ВАРИАНТ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

5.1 Отсутствие обстоятельств, влекущих невозможность применения данного варианта, в том числевызванную характеристиками предполагаемого места осуществления намечаемой деятельности и другими условиями ее осуществления

Под возможным рациональным вариантом осуществления намечаемой деятельности понимается вариант осуществления намечаемой деятельности, при котором соблюдаются в совокупности следующие условия:

1) отсутствие обстоятельств, влекущих невозможность применения данного варианта, в том числе вызванную характеристиками предполагаемого места осуществления намечаемой деятельности и другими условиями ее осуществления;

Реализация решений, предусмотренных проектом, является природоохранным мероприятием, будет осуществлено на техногенно-нарушенной территории (месторождение Матин), носит относительно временный характер. Обстоятельства, влекущие невозможность применения данного варианта, отсутствуют.

Проектируемая деятельность не подразумевает использование альтернативных технических и технологических решений и мест расположения объекта. Наиболее приемлемым вариантом являются принятые решения.

5.2 Соответствие всех этапов намечаемой деятельности, в случае ее осуществления по данному варианту, законодательству Республики Казахстан, в том числе в области охраны окружающей среды

Недропользователи обязаны проводить мероприятия, направленные на защиту земель от загрязнения отходами производства и потребления, химическими, биологическими и другими веществами, проводить рекультивацию нарушенных земель, восстанавливать их плодородие и другие полезные свойства и своевременно вовлекать земли в хозяйственный оборот.

Рекультивация земель — это комплекс работ, направленных на восстановление продуктивности и народнохозяйственной ценности нарушенных земель, а также на улучшение условий окружающей среды.

Реализация проектных решений предполагает нарушение почвенно-растительного покрова.

В соответствие с ст. 238 Экологического Кодекса Республики Казахстан «Недропользователи при проведении операций по недропользованию обязаны проводить рекультивацию нарушенных земель».

Ликвидация последствий деятельности недропользования сопровождается технической рекультивацией отведенных земель. Рекультивация включает в себя следующие виды работ:

- очистку территории от мусора и остатков материалов;

- сбор, резку и вывоз металлолома;
- очистку почвы от замазученного грунта и вывоз его для утилизации;
- планировку площадки.

5.3 Соответствие целям и конкретным характеристикам объекта, необходимого для осуществления намечаемой деятельности

Объект исследования – система разработки месторождения Матин.

Цель работы – обоснование рациональной системы разработки месторождения Матин.

В проекте приведены сведения о геологической характеристике месторождения, физико-химических свойствах пластовых флюидов, запасах нефти и газа. Проанализированы результаты гидродинамических исследований скважин и пластов, промыслово-геофизические исследования по контролю за разработкой пластов. Дано обоснование выбора эксплуатационных объектов и расчётных вариантов разработки. На основе анализа технико-экономических показателей выбран рекомендуемый вариант разработки месторождения. По рекомендуемому варианту разработки рассмотрены вопросы техники и технологии добычи нефти, бурения и освоения скважин. Составлены мероприятия по контролю за разработкой, состоянием и эксплуатацией скважин и скважинного оборудования, охране недр и окружающей среды и доразведке месторождения.

Область применения – месторождение Матин АО «Матен Петролеум».

Выбранный вариант осуществления намечаемой деятельности соответствует целям и характеристикам объекта.

5.4 Доступность ресурсов, необходимых для осуществления намечаемой деятельности по данному варианту

Проектом предусматривается обеспечение проектируемого объекта ресурсами (электроэнергией, водоснабжением и водоотведением).

Ресурсы, необходимые для осуществления намечаемой деятельности, будут определены на последующих стадиях разработки проектов строительства скважин и обустройства объекта. На период проектируемых работ сырье и материалы закупаются у специализированных организаций.

Прочие материалы также будут привозиться на площадку по мере необходимости.

5.5 Отсутствие возможных нарушений прав и законных интересов населения затрагиваемой территории в результате осуществления намечаемой деятельности по данному варианту

Законных интересов населения на территорию нет, так как объект находится на удаленном расстоянии от жилой зоны.

Контрактная территория Матин в административном отношении входит в состав Кзылкогинского района Атырауской области Республики Казахстан.

в 32 км к северо-востоку от ст. Макат по железнодорожной линии Атырау – Кандагач. Районный центр пос. Миялы находится на расстоянии 120 км на северо-восток от месторождения. Областной центр г. Атырау расположен в 152 км к юго-западу от площади (рис. 1.1). Ближайшим населенным пунктом является село Жамансор, расположенное в 8,24 км юго-восточнее месторождения (рис.1.2).

Район месторождения постоянных населенных пунктов не имеет и только в летний период используется в качестве пастбища для скота.

Инфраструктура района развита слабо, проходящая через территорию области автомобильная дорога межгосударственного значения находится на большом расстоянии от участка работ, населенные пункты района связаны между собой грунтовыми, проселочными дорогами.

Большая часть полевых дорог между зимовками и населенными пунктами используется с различной постоянностью, некоторые из них постепенно зарастают растительностью.

В структуре сельского хозяйства ведущая роль принадлежит животноводству, в численности поголовья скота значительное место занимают верблюды и лошади.

Месторождение Матин расположено в зоне, характеризующейся удаленностью от крупных населенных пунктов и экстремальностью природно-климатических условий. Засушливое жаркое лето, довольно суровая зима не благоприятствуют сельскохозяйственной деятельности и основанию крупных постоянных населенных пунктов. Рассматриваемый объект находится за границами водоохранных зон и полос поверхностных водоемов.

Исследования и расчеты, проведенные в рамках подготовки отчета, показывают, что все этапы намечаемой деятельности, предлагаемые к реализации в данном варианте, соответствуют законодательству Республики Казахстан, в том числе в области охраны окружающей среды.

В связи с чем отсутствуют обстоятельства, влекущие невозможность применения данного варианта реализации намечаемой деятельности.

6 ИНФОРМАЦИЯ О КОМПОНЕНТАХ ПРИРОДНОЙ СРЕДЫ И ИНЫХ ОБЪЕКТАХ, КОТОРЫЕ МОГУТ БЫТЬ ПОДВЕРЖЕНЫ СУЩЕСТВЕННЫМ ВОЗДЕЙСТВИЯМ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

6.1 Жизнь и (или) здоровье людей, условия их проживания и деятельности

При проведении разработки месторождения по данному плану временное строительство зданий и сооружений не предусматривается.

Персонал, задействованный в производстве планируемых работ, и все грузы будут доставляться автомобильным транспортом.

В целом, химическое и физическое воздействия на состояние окружающей природной среды от производственного объекта, подтвержденные расчетами приземных концентраций, уровня шума на рабочих местах, не превышающие допустимые значения, будет незначительным.

Планируемые работы, не приведут к значительному загрязнению окружающей природной среды, что не скажется негативно на здоровье населения. Будут предусмотрены все необходимые меры для обеспечения нормальных санитарно-гигиенических условий работы и отдыха персонала, его медицинского обслуживания.

Все работники пройдут необходимую вакцинацию и инструктаж по соблюдению правил личной гигиены, с учетом региональных особенностей, поэтому повышение эпидемиологического риска в районе работ маловероятно.

Привлечение местных трудовых ресурсов снижает вероятность заболеваний среди рабочих, адаптированных к местным климатическим условиям, а также уменьшает риск при внесении инфекционных заболеваний из других регионов.

6.2 Биоразнообразие (в том числе растительный и животный мир, генетические ресурсы, природные ареалы растений и диких животных, пути миграции диких животных, экосистемы)

На данной местности отсутствуют деревья, кустарники и другие зеленые насаждения.

Негативное воздействие проектируемого объекта на растительный покров прилегающих угодий весьма незначительное и будет ограничиваться выделением пыли во время автотранспортных работ. Растительный покров близлежащих угодий не будет поврежден.

Участок не входит в земли государственного лесного фонда и особо охраняемых природных территорий. Расстояние от ближайшего особо охраняемой природной территорий «Государственная заповедная зона в северной части Каспийского моря» – 110 км (Рисунок 6.2.1).

Рисунок 6.2.1 - Расстояние от ближайшего особо охраняемой природной территорий «Государственная заповедная зона в северной части Каспийского моря»

При проведении планируемых работ вырубки или переноса древесно-кустарниковых насаждений не предусмотрено. При проведении планируемых работ максимально будут использоваться существующие дороги.

Объемы выбросов незначительны и будут осуществляться на различных локальных участках, продолжительность воздействия также не значительная, т.к. работы носят временный характер. Зона влияния будет ограничиваться территорией воздействия, на которой будет производиться рассеивание загрязняющих веществ.

Фактор беспокойства или антропогенное вытеснение (присутствие людей, техники, шут, свет в ночное время) окажут наиболее существенное воздействие во время работы в теплый период года. В это время возможно исчезновение из мест постоянного обитания представителей наземных позвоночных. В дальнейшем прогнозируется увеличения их численности.

Влияния не изменят коренным образом структуру и направление развития экосистемы и ее способность к самовосстановлению после прекращения или уменьшения степени техногенного воздействия.

В период миграции животных и птиц работы проводиться не будут.

6.3 Земли (в том числе изъятие земель), почвы (в том числе включая органический состав, эрозию, уплотнение, иные формы деградации)

Общая характеристика почв

Территориально район размещается в полупустынной на светло-каштановых почвах и пустынной на бурых почвах зонах.

Светло-каштановые почвы распространены в северо-восточной части района на 750,6 тыс. га, из них 42,4 тыс. сенокосы, 707,8 тыс. га пастбища и 0,4 тыс. га залежи.

Среди зональных почв выделены следующее рода:

4. обыкновенные – 233,6 тыс. га;
5. солонцеватые – 243,4 тыс. га;
6. каменистые – 6,5 тыс. га.

Основными компонентами почвенного покрова подзоны светло-каштановых почв являются разнообразные солонцы – 1518 тыс. га, солончаки – 14,0 тыс. га, лугово-каштановые светлые – 34,7 тыс. га, из них 23,7 тыс. га солонцеватые и 7,0 тыс. га солончаковатые, луговые светлые – 34,4 тыс. га, из них 26,6 тыс. га солонцевато-солончаковатые; лугово-болотные – 1,2 тыс. га.

В хозяйственном отношении светло-каштановые почвы малопригодны для богарного земледелия в результате засушливости климата, сильно выраженного недостатка влага в почвах, бедности органическим веществом, больших площадей солонцеватых и солончаковатых почв, а также сильно выраженной комплексности. Почвы этой зоны используются, в основном, в

качестве естественных кормовых угодий, интенсивное земледелие может быть развито только при регулярном орошении. На обследованной территории подзоны распахано 11,0 тыс. га, из них 6,5 тыс. га незасолены и несолонцеваты (светло-каштановые обыкновенные), остальные 4,5 тыс. га (4,2 тыс. га солонцеватые, 0,2 тыс. га дефлированные и 0,1 тыс. га засоленные почвы) могут использоваться в земледелии только после мелиорации – предварительные промывки на засоленных почвах с последующим орошением промывного типа на фоне дренажа, внесение органических удобрений в повышенных дозах, с применением противосолонцовой агротехники на всех солонцовых почвах и гипсование на сильносолонцовых (0,2 тыс. га).

Увеличение интенсивного земледелия в подзоне возможно только за счет увеличения регулярного орошения. В подзоне светло-каштановых почв имеется 172,9 тыс. га пастбищ и 5,6 тыс. га сенокосов, расположенных на пригодных (не засоленных и несолонцеватых) почвах, которые могут являться резервом увеличения пахотных земель при наличии воды.

Подзона буровых почв занимает 894,2 тыс. га обследованной территории района, из них 15,7 тыс. га сенокосов и 978,5 тыс. га пастбищ.

Среди зональных почв выделены следующие рода:

- обыкновенные 67,7 тыс. га;
- дефлированные 10,5 тыс. га;
- каменистые 25,8 тыс. га;
- солонцеватые 300,1 тыс. га.

Основными компонентами почвенного покрова подзоны являются: разнообразные солонцы – 247,3 тыс. га, солончаки – 67,2 тыс. га, лугово-бурые засоленные – 5,3 тыс. га, луговые – 5,2 тыс. га, из них 4,9 тыс. га засоленные, пойменно-луговые засоленные – 5,0 тыс. га, лугово-болотные – 3,8 тыс. га и пески – 154,1 тыс. га.

Почвы подзоны бурых почв полностью используются в качестве естественных кормовых угодий в результате засушливости климата, больших площадей солонцов и солончаков.

По данным характеристики качества земельных угодий района видно, что на его территории преобладают солонцеватые и засоленные типы почв и совокупности с солонцами и солончаками – 68,3% (в подзоне светло-каштановых почв эти почвы составляют 65,3%, а в подзоне бурых почв – 70,4%).

Среди почв обследованной территории преобладают почвы легкого механического состава – 1190,2 тыс. га.

Все почвы района отличаются малой гумусностью, относительно небольшой мощностью гумусового горизонта, низким содержанием элементов зольного питания.

Состояние почв

Территория площади работ, на которой будут проводиться работы по бурению скважин,

находится в малонаселенной местности, вдали от крупных промышленных и сельскохозяйственных объектов. Местное население использует данную территорию как малопродуктивные пастбища.

Объекты месторождения оказывают только локальное воздействие на состояние почвенного покрова территории. Большая часть территории остается в ненарушенном состоянии.

Антропогенная трансформация почв, в пределах характеризуемой территории, обусловливается как сельскохозяйственными, так и техногенными факторами. В зависимости от характера антропогенного воздействия трансформация почвенного покрова проявляется в полном или частичном уничтожении почвенного профиля, нарушении мощности генетических горизонтов, изменении физических (плотность, структура, порозность, связность, агрегированность и др.) и химических (содержание гумуса, элементов зольного питания, высокомолекулярных соединений, реакция почвенных суспензий, распределение солей по профилю и др.) свойств почв; нарушении водного режима; химическом загрязнении почв.

Наиболее значительное место по охватываемой территории в пределах контрактной территории занимает трансформация почв, обусловленная *сельскохозяйственными факторами.*

Пастбищная дигрессия почвенного покрова происходит в результате перегрузки угодий скотом и интенсификации выпаса и является причиной нарушений почвенного покрова. При этом поверхность почвы вытаптывается, распыляется и подвергается дефляции, ухудшаются физико-химические и водно-физические свойства почв. Интенсивный выпас является причиной потери до 30 % содержания гумуса, 20-50 % элементов питания растений, до 10% емкости поглощения. Помимо этого, в поверхностных горизонтах наблюдается увеличение количества воднорастворимых солей и карбонатов.

Высокая степень деградации почвенного покрова обусловливается *техногенными факторами* воздействия, которые вызывают:

- механическое нарушение почвенного профиля и создание антропогенных форм рельефа;
- изменение водного режима почв;
- изменения в режиме соленакопления почв;
- химическое загрязнение почв и засорение их различными отходами.

При этом, как показывает практика, все эти виды техногенного воздействия взаимосвязаны между собой и приводят к коренным изменениям в свойствах почв.

Техногенные линейные нарушения почвенного покрова при их кажущейся локальности могут занимать большие площади. При проложении трубопроводов и асфальтированных трасс площадь нарушенных земель без учета косвенного влияния на почвенно-растительный покров по различным оценкам составляет от 2,3-2,5 до 4 км^2 на 100 км, для действующих грунтовых

дорог - от 0,8 до 2 км^2. Зона косвенного влияния техногенных нарушений, связанных с изменением водного и солевого режима, состава растительности прилегающих территорий, захватывает территорию в 2-3 раза больше.

Дорожная дигрессия почв является неизбежной составляющей любого вида антропогенного воздействия.

В качестве одной из основных причин деградации физических свойств почв вследствие транспортных нагрузок выступает переуплотнение почв. При уплотнении почв образуется глыбистая малопористая структура, увеличивается количество горизонтально ориентированных пор, снижается наименьшая влагоемкость, коэффициент фильтрации и влагопроводности, что даже при незначительных уклонах поверхности приводит к ускоренному развитию процессов водной эрозии. На легких по механическому составу почвах уничтожение растительности и нарушение структурного состояния поверхностных горизонтов приводит к образованию очагов дефляции.

Проложение профилированных дорог сопровождается возведением насыпей и выемкой грунта, что приводит к необратимым нарушениям почвенного покрова, а обнажение засоленных подстилающих пород и изменение водного режима по задирам при интенсивном испарении приводит, как правило, к образованию вторичных техногенных солончаков. В результате вдоль дорог создается зона отчуждения шириной до 30 м.

Помимо профилированных грейдерных дорог, в пределах контрактной территории проложены многочисленные грунтовые дороги, которые образуют особенно густую сеть вокруг поселков, а также сопровождают все линии коммуникаций.

В целом *дорожно-транспортные нарушения* почвенного покрова можно условно разделить на:

- очень сильные, приуроченные в первую очередь к грейдерным автомобильным трассам, а также грунтовым дорогам круглогодичной интенсивной эксплуатации с многочисленными дублирующими колеями, приведшие к необратимым нарушениям до непроходимости и, как следствие, к образованию параллельных колей - около 10 % от общей протяженности;
- сильные, характеризующиеся необратимыми нарушениями без образования дублирующих колей, но с тенденцией к усилению процессов деградации (основные региональные грунтовые дороги постоянной эксплуатации) - около 40 %;
- умеренные, приуроченные к дорожной сети временной или редкой эксплуатации (дороги, связующие законсервированные скважины, различные объездные и пр.) - около 30 %;
- слабые, связанные с единовременным или непродолжительным воздействием, находящиеся в стадии самовосстановления растительного и почвенного покрова - около 20 %.

Селитебно-промышленная деградация почв связана с полным уничтожением естественного почвенного покрова и помимо участков размещения жилых строений захватывает большую территорию вокруг населенных пунктов, которая является зоной многопланового антропогенного воздействия, характеризующегося образованием техногенного рельефа положительных (насыпи, валы) и отрицательных форм (выемки, траншеи), сопровождаемым техногенной турбацией (потеря горизонтальной стратификации, уплотнение, перемешивание субстратов разных горизонтов), денудацией (формирование почв с неполным или укороченным профилем), погребением почв извлеченными на поверхность подстилающими породами, загрязнением различного рода промышленными и бытовыми отходами.

Следствием интенсивных механических нарушений почвенного покрова является развитие процессов ветровой эрозии почв легкого механического состава, вторичное засоление почв, изменение водного режима почв как в сторону усиления гидроморфизма (по отрицательным техногенным формам рельефа - обочины дороги, ямы, траншеи и т.п.), так и уменьшения - по положительным (валы, насыпи и пр.).

Нарушения почвенного покрова подобного рода являются необратимыми и приводят к образованию полностью трансформированных загрязненных и засоленных почвогрунтов и характеризуются как крайняя степень деградации почв.

Выбор критериев экологической оценки состояния почв определяется спецификой их местоположения, генезисом, буферностью, а также разнообразием их использования. В оценке экологического состояния почв основными показателями степени экологического неблагополучия являются критерии физической деградации, химического и биологического загрязнений.

Засоление почв

Близость месторождения к Каспийскому морю и современные негативные процессы накладывают свой отпечаток на экологическое состояние почвенного покрова.

На состояние почвенного покрова исследуемой территории оказывают большое влияние экзогенные геологические процессы, такие как карст, овражная эрозия, оползни, движение и развевание песков, засоление.

Незаселенные и слабозасоленные почвы встречаются только в тальвегах и нижних частях бортов долин временных водотоков. Незаселенные грунты характерны также для такыров, представляющих собой понижения в рельефе, куда весной поступают талые воды, несущие с собой огромное количество мелкозема. Вода в них может стоять с апреля по июнь. Каждый год здесь выпадает в осадок значительный слой суглинка, что мешает поселиться растительности.

В районах соров и солончаков, представляющих собой котловины, где разгружаются грунтовые воды и происходит интенсивное испарение воды и накопление солей, наоборот,

отмечается очень сильное засоление почв и грунтов.

6.4 Воды (в том числе гидроморфологические изменения, количество и качество вод)

Поверхностные воды района

В районе ресурсы поверхностных вод представлены транзитными стоками, поступающий из Актюбинской области по рекам Уил и Сагиз. Местный сток формируются в бассейнах мелких временных водотоков и наблюдается в логах лишь весной. Река Уил в пределах района течет, не получая дополнительного питания. Река Сагиз обычно пересыхает летом.

Река Сагиз расположена между Углом и Эмбой. Площадь водосбора в пределах области 8600 км2, длина ее -200 км, площадь 500-метровой зоны- 20 тыс. га, прибрежной 100-метровой полосы- 4 тыс. га. Главное отличие – река не имеет постоянного устья, теряя свои воды в пределах на фильтрацию и испарение. Бессточные понижения занимают до 12% площади водосбора.

Гидрографическая сеть и гидрологические условия района расположения участка

Гидрографическая сеть представлена многочисленными притоками, относящимися к малым рекам второго и третьего порядка. Весенние разливы поймы для р. Сагиз не характерен. Высокий уровень воды держится всего от одного до четырех дней. В низовьях реки расположена группа соленых озер Тентяк- Сор, заполняемых водой в многоводные годы. Русло сильно извилистое. Летом все притоки, озера и основное русло бассейна пересыхают. Вода остается лишь в отдельных разобщенных плесах длиной 0,1-0,5 км и глубиной 1,5-3 метра.

Река Сагиз на всем протяжении по территории района в течение 11 месяцев не имеет постоянного стока. Паводок начинается в апреле и продолжается 22-25 дней. За это время проходит почти вест и годовой сток (95-99%), составляющий примерно 43 млн. м3.

Как паводковые, так и особенно послепаводоковые воды реки Сагиз высокоминерализованы (хлоридно-натриевое засоление).

Временные водотоки формируются лишь весной в логах, в летнее время они пересыхают.

Характеристика подземных вод

В гидрогеологическом отношении Кызылкогинский район расположен целиком в пределах Прикаспийской системы артезианских бассейнов. Прикаспийская система артезианских бассейнов в геолого-структурном впадину, где формируются слабо солоноватые (1-3 г/л, II-го гидрологического района), солоноватые (3-

5 г/л, III-го гидрогеологического района), слабосоленые (5-10 г/л, IV-го гидрогеологического района) и сильноминерализованные подземные воды. Кроме того, на северо-западе района встречается небольшое пятно пресных подземных вод (до 1 г/л), I-го гидрогеологического района.

Подземные воды I-го гидрогеологического района находятся в пределах песчаного массива четвертичного возраста. Дебиты скважин изменяются от 0,1 до 1 л/сек.

Производительность отдельных локальных водозаборов может изменяться от 1 до 10 л/сек. Глубина скважин до 30-50 м.

Подземные воды этого района могут быть использованы для обводнения пастбищ и водоснабжения сельских населенных пунктов.

Подземные II-го гидрогеологического района расположены на северо-западе и северо-востоке района. Их разделяет полоса сильноминерализованных вод. Водоносными на северо-западе являются эоловые отложения четвертичного возраста, а на северо- востоке – верхнемеловые отложения.

Дебиты скважин изменяются от 1 до 10 л/сек. Производительность отдельных локальных водозаборов может изменяться от 10 до 100 л/сек.

Подземные воды этого района могут быть использованы для обводнения пастбищ и выборочно для водоснабжения мелких населенных пунктов.

Воды III-го гидрогеологического района находятся на юго-востоке района, примыкая к IV-му гидрогеологическому району. Водоносными являются отложения верхнемелового периода. По своей качественной характеристике подземные воды этого района пригодные только для обводнения пастбищ.

Подземные воды IV гидрогеологического района согласно действующим нормам непригодны даже для обводнения. Но при острой необходимости по согласованию с ветеринарной службой в отдельных случаях могут использоваться для водопоя скота.

6.5 Атмосферный воздух (в том числе риски нарушения экологических нормативов его качества, целевых показателей качества, а при их отсутствии – ориентировочно безопасных уровней воздействия на него)

Наблюдения за загрязнением атмосферного воздуха, проводимые как составная часть государственного мониторинга окружающей среды, осуществляется государственным подразделением «Казгидромет».

Наблюдения за состоянием атмосферного воздуха в районе расположения месторождения не осуществляются.

Выдача справки о фоновых концентрациях загрязняющих веществ в атмосферном воздухе не представляется возможным, т.к. в данном районе постов наблюдений нет.

Контроль за выбросами загрязняющих веществ в атмосферу на предприятии будет расчётным методом.

Как показали результаты расчетов максимальных приземных концентраций загрязняющих веществ, отходящих от источников, располагающихся на территории рассматриваемого объекта, превышение предельно допустимых концентраций (ПДК) в СЗЗ по всем веществам и их группам, обладающим суммирующим воздействием, отсутствует.

Риски нарушения экологических нормативов минимальны. Технология производства предприятия исключает залповые и аварийные выбросы загрязняющих веществ в атмосферу.

Безопасные уровни воздействия на окружающую среду представлены в таблице 6.1.

Таблица 6.1 - Безопасные уровни воздействия на окружающую среду

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опас-ности
0123	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид) (274)		0,04		3
0143	Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)	0,01	0,001		2
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,2	0,04		2
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,4	0,06		3
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,15	0,05		3
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,5	0,05		3
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,008			2
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	5	3		4
0343	Фториды неорганические хорошо растворимые - (натрия фторид, натрия гексафторид) (Фториды неорганические хорошо растворимые /в пересчете на фтор/) (616)	0,03	0,01		2
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	0,2	0,03		2
0410	Метан (727*)			50	
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)			50	
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)			30	
0602	Бензол (64)	0,3	0,1		2
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,2			3
0621	Метилбензол (349)	0,6			3
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)		0,000001		1
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,05	0,01		2
2754	Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	1			4
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)	0,3	0,1		3

6.6 Сопротивляемость к изменению климата экологических и социально-экономических систем

Одной из мер по борьбе с изменением климата является сокращение выбросов загрязняющих веществ в атмосферу.

При планировании разведочных работ учитываются требования в области ООС. На предприятии будут постоянно осуществляться мероприятия по снижению выбросов пыли путем гидрообеспыливания при проведении земляных работ, с эффективностью пылеподавления 50% и гидрозабойки скважин с эффективностью пылеподавления 85%.

Применяемые мероприятия, относятся к техническим и в соответствии с нормами проектирования горных производств, применяются при разработке проектной документации.

Используемое современное оборудование, оснащено различными видами технических

средств, способствующих уменьшению образования и выделения выбросов, при выполнении различных видов операций.

Воздействие на атмосферный воздух допустимое.

Сброс загрязняющих веществ со сточными водами в естественные или искусственные водные объекты, рельеф местности, недра не предусматривается.

В целом, как и любая деятельность, горнодобывающая промышленность будет воздействовать на животный и растительный мир путем потери и разрушения мест обитания, воздействия загрязняющих веществ на флору и фауну в ходе производственной деятельности.

Практика проведения аналогичных видов работ на рассматриваемой территории показывает, что при проведении проектных видов работ, существенного, критичного нарушения растительности не наблюдается, которые имели бы большую площадную выраженность. В процессе проведения работ наблюдаются лишь механическое повреждение отдельных особей или групп особей на узколокальных участках.

При правильно организованном обслуживании оборудования, техники и автотранспорта; выполнении основных требований по охране окружающей среды: заправка в специально отведенных местах, использование поддонов, выполнение запланированных требований в управлении отходами и хранении ГСМ - воздействие на загрязнение почвенно-растительного покрова углеводородами и другими химическими веществами будет незначительно.

Воздействие на водный бассейн и почвы допустимое.

При этом отказ от реализации намечаемой деятельности не приведет к значительному улучшению экологических характеристик окружающей среды, но может привести к отказу от социально важных для региона и в целом для Казахстана видов деятельности.

6.7 Материальные активы, объекты историко-культурного наследия (в том числе архитектурные и археологические), ландшафты

В непосредственной близости от района расположения объекта особо охраняемые и ценные природные комплексы (заповедники, заказники, памятники природы) отсутствуют.

Охрана археологических памятников в зонах строительных работ и порядок использования территории в хозяйственных целях закреплены в нашей стране Законом Республики Казахстан от 26 декабря 2019 года № 288-VI «Об охране и использовании объектов историко-культурного наследия».

Действующее законодательство запрещает любые разрушения археологических памятников. Строительные работы в зонах охраны памятников могут допускаться только с разрешения органов власти после предварительной научной археологической экспертизы, проводимой специализированными научно-исследовательскими археологическими учреждениями, имеющими государственную Лицензию на проведение данного вида работ.

Разработка мероприятий по обеспечению сохранности археологических памятников в зонах работ, которая включает в себя выявление и фиксацию памятников, является важной составной частью проектирования хозяйственных объектов. Эти мероприятия должны включаться в проектно-сметную документацию строительных, дорожных, мелиоративных и других работ.

Для предотвращения угрозы случайного повреждения памятников археологии проектом должен быть предусмотрен ряд мероприятий:

− строительство защитного ограждения по границе памятников археологии;

− соблюдение охранной зоны 40 м от границ памятников археологии;

− при строительстве на участках под реализацию проекта необходимо проявлять бдительность и осторожность; в случае обнаружения остатков древних сооружений, артефактов, костей и иных признаков материальной культуры, необходимо остановить все земляные и строительные работы и сообщить о находках в местные исполнительные органы или иную компетентную организацию;

− в случае изменения границ земельных участков под строительство необходима консультация с компетентной организацией либо проведение дополнительной археологической экспертизы участков в измененных границах;

− при автомобильной дороге все работы проводить за пределами охранных зон и границ объектов.

7 ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ (ПРЯМЫХ И КОСВЕННЫХ, КУМУЛЯТИВНЫХ, ТРАНСГРАНИЧНЫХ, КРАТКОСРОЧНЫХ И ДОЛГОСРОЧНЫХ, ПОЛОЖИТЕЛЬНЫХ И ОТРИЦАТЕЛЬНЫХ) НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

7.1 Строительства и эксплуатации объектов, предназначенных для осуществления намечаемой деятельности, в том числе работ по постутилизации существующих объектов в случаях необходимости их проведения

При проведении разработки месторождения по данному плану временное строительство зданий и сооружений не предусматривается.

Персонал, задействованный в производстве работ, и все грузы будут доставляться автомобильным транспортом. Постутилизации существующих объектов проводиться не будет.

Данный раздел написан согласно главе 3 п. 25 Инструкции по организации и проведению экологической оценки, утвержденной Приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 26 октября 2021 года № 424.

1. Намечаемая деятельность не затрагивает и не оказывает косвенное воздействие на:

- территории Каспийского моря (в том числе заповедной зоны), особо охраняемых природных территорий, их охранных зон, территорий земель оздоровительного, рекреационного и историко-культурного назначения; территории природных ареалов редких и находящихся под угрозой исчезновения видов животных и растений;

- участки размещения элементов экологической сети, связанных с системой особо охраняемых природных территорий; - территории (акватории), на которой выявлены исторические загрязнения;

- территории населенных пунктов или его пригородной зоны;

- территории с чрезвычайной экологической ситуацией или в зоне экологического бедствия.

Намечаемая деятельность не включает лесопользование, использование нелесной растительности, специальное водопользование, пользование животным

миром, использование невозобновляемых или дефицитных природных ресурсов, в том числе дефицитных для рассматриваемой территории.

Реализация данного проекта не предусматривает изъятие земель, что не повлечет за собой сокращения мест обитания животных и не приведет естественному уменьшению их кормовой базы.

Намечаемая деятельность будет проводиться за пределами водоохранных зон и полос водных объектов, не предусматривает организацию сбросов загрязненных стоков в

водные объекты и окружающую среду и не окажет диффузного загрязнения водных объектов.

На территории рассматриваемого участка отсутствуют месторождения подземных вод.

Учитывая выше сказанное, планируемые работы не создадут риски загрязнения водных

объектов.

При соблюдении технических решений, предусмотренных проектом, намечаемая деятельность не приведет к возникновению аварий и инцидентов, способных оказать воздействие на окружающую среду и здоровье человека.

Намечаемая деятельность не приведет к экологически обусловленным изменениям демографической ситуации, рынка труда, условий проживания населения и его деятельности, включая традиционные народные промыслы.

Намечаемая деятельность планируется на территории, где отсутствуют объекты, имеющие особое экологическое, расположенные вне особо охраняемых природных территорий, земель оздоровительного, связанных с особо охраняемыми природными территориями.

Намечаемая деятельность не оказывает воздействие на компоненты природной среды, важные для ее состояния или чувствительные к воздействиям вследствие их экологической взаимосвязи с другими компонентами (например, водно-болотные угодья, водотоки или другие водные объекты, горы, леса).

Намечаемая деятельность не оказывает воздействие на маршруты или объекты, используемые людьми для посещения мест отдыха или иных мест.

Намечаемая деятельность не оказывает воздействие на населенные или застроенные территории.

На рассматриваемой территории отсутствуют объекты чувствительные к воздействиям (например, больницы, школы, культовые объекты, объекты, общедоступные для населения).

Намечаемая деятельность не создаст экологические проблемы под влиянием землетрясений, просадок грунта, оползней, эрозий, наводнений, а также экстремальных или неблагоприятных климатических условий (например, температурных инверсий, туманов, сильных ветров).

7.2 Использование природных и генетических ресурсов (в том числе земель, недр, почв, воды, объектов растительного и животного мира – в зависимости от наличия этих ресурсов и места их нахождения, путей миграции диких животных, необходимости использования невозобновляемых, дефицитных и уникальных природных ресурсов)

Природные и генетические ресурсы для осуществления производственной деятельности не используются.

8 ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНЫХ КОЛИЧЕСТВЕННЫХ И КАЧЕСТВЕННЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭМИСИЙ, ФИЗИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, ВЫБОРА ОПЕРАЦИЙ ПО УПРАВЛЕНИЮ ОТХОДАМИ

Качество атмосферного воздуха, как одного из компонентов природной среды, является важным аспектом при оценке воздействия предприятия на окружающую среду и здоровье населения.

Обоснование данных о выбросах загрязняющих веществ в атмосферу от источников выделения выполнено с учетом действующих методик, расходного сырья и материалов.

Намечаемая деятельность предусматривает проект разработки месторождения.

Объект исследования – система разработки месторождения Матин.

Цель работы – обоснование рациональной системы разработки месторождения Матин.

В проекте приведены сведения о геологической характеристике месторождения, физико-химических свойствах пластовых флюидов, запасах нефти и газа. Проанализированы результаты гидродинамических исследований скважин и пластов, промыслово-геофизические исследования по контролю за разработкой пластов. Дано обоснование выбора эксплуатационных объектов и расчётных вариантов разработки. На основе анализа технико-экономических показателей выбран рекомендуемый вариант разработки месторождения. По рекомендуемому варианту разработки рассмотрены вопросы техники и технологии добычи нефти, бурения и освоения скважин. Составлены мероприятия по контролю за разработкой, состоянием и эксплуатацией скважин и скважинного оборудования, охране недр и окружающей среды.

Недропользователь АО «Матен Петролеум» согласно дополнению №11 от 22.02.2016 г. к контракту №41 от 02.07.1996 г. и лицензии Серии МГ №290-Д (нефть) осуществляет разработку нефтегазового месторождения. Дополнением №12 к контракту №41 от 02.07.1996 г. срок действия контракта продлен до 31.12.2043 г. (письмо исх. №04-11/ 251 – И от 07.04.2020 г.).

Координаты месторождения:

Угловые точки	Координаты горного отвода	
	Северная широта	Восточная долгота
1	47° 51' 15"	53° 36' 30"
2	47° 52' 45"	53° 35' 35"
3	47° 53' 20"	53° 36' 05"
4	47° 53' 30"	53° 38' 10"
5	47° 53' 10"	53° 40' 00"
6	47° 50' 15"	53° 40' 40"

Бурение добывающих скважин предусмотрено на 2024- 2026 годы.

Рентабельный период по вариантам составил: 2 вариант – 2024-2057 гг.

В соответствии пункту 1.3, раздела 1, приложения 2 Экологического Кодекс Республики Казахстан от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК вид намечаемой деятельности, разведка и добыча углеводородов относится к I категории.

Описание ожидаемых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу: Общий выброс ЗВ в атмосферу при бурении 1-ой скважины глубиной 670м составит: 20,97243 г/сек и 20,17118 т/период, при бурении 1-ой скважины глубиной 1025м составит: 25,39970 г/сек и 24,63744 т/период.

Исходя из допустимости (не более10%) добычи нефти сверх утвержденных показателей проекта разработки месторождения Матин ориентировочные расчеты проведены для действующего фонда скважин в период разработки и от оборудования, которое находится в прямой зависимости от добычи нефти (в данном случае это резервуары нефти и площадка эксплуатационных скважин), при регламентированной эксплуатации месторождения в год при максимальном фонде скважин (2026 год) – 0,479662 г/сек и 15,192914 т/год.

При реализации рекомендуемого варианта разработки № 2 наибольший годовой выброс ожидается в 2026 году при максимальном фонде скважин, максимальное количество загрязняющих веществ, присутствующих в выбросах в атмосферу, составит на 2026 год – 0,479662 г/сек и 15,192914 т/год. В атмосферу будут выбрасываться вещества 2-3 класса опасности: Смесь углеводородов предельных С1-С5 – 11,015395 т/г; Смесь углеводородов предельных С6-С10 – 4,074145 т/г; Бензол – 0,053207 т/г; Диметилбензол – 0,016722 т/г; Метилбензол – 0,033444 т/г. Всего: 15,192914 т/год.

Выбросы от бурения 2-х скважин составят 41,94487 г/с и 40,34237 т/г (по проекту аналогу).

Также на балансе предприятия находится автотранспорт (передвижные источники).

Нормативы эмиссий от передвижных источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу не устанавливаются согласно ст.202 п.17 Экокодекса РК в связи с чем, расчет выбросов от автотранспорта в проекте не приводятся.

Предварительный расчет выбросов загрязняющих веществ представлены в приложении 1.

Сбросы загрязняющих веществ в водные объекты, на рельеф местности не предусмотрены.

Сбросы загрязняющих веществ: Сброс загрязняющих веществ со сточными водами в естественные или искусственные водные объекты, рельеф местности, недра осуществляться не будут.

Отвод хозяйственно-бытовых стоков проектом предусмотрен в биотуалет с последующим вывозом ассенизаторской машиной по договору со спецорганизацией.

Объем водоотведения хозяйственно-бытовых сточных вод составит: 482,55 м^3/период ведения буровых работ на 1-ой скважине глубиной 670м, 543,735 м^3/период ведения буровых работ на 1-ой скважине глубиной 1025м.

Вещества, подлежащие внесению в регистр выбросов и переноса загрязнителей, отсутствуют.

В период проведения работ на территории рассматриваемого объекта образуются коммунальные отходы. Коммунальные отходы образуются в процессе жизнедеятельности рабочего персонала предприятия.

Накопление и размещение отходов на месте их образования осуществляется в соответствии с соблюдением экологических требований на специально оборудованной площадке. По мере накопления отходы вывозятся с территории предприятия, согласно договору со специализированной организацией имеющие лицензию по переработке, обезвреживанию, утилизации и (или) уничтожению опасных отходов.

Влияние отходов производства и потребления будет минимальным при условии строгого выполнения, соблюдения всех санитарно-эпидемиологических и экологических норм.

9 ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНОГО КОЛИЧЕСТВА НАКОПЛЕНИЯ ОТХОДОВ ПО ИХ ВИДАМ

При определении нормативов образования отходов применяются такие методы, как метод расчета по материально-сырьевому балансу, метод расчета по удельным отраслевым нормативам образования отходов, расчетно-аналитический метод, экспериментальный метод, метод расчета и фактическим объемам образования отходов для основных, вспомогательных и ремонтных работ.

Расчет предельного количества отходов, образующихся в результате планируемых работ, проведен на основании:

- «Методики разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления» Приложение №16 к приказу Министра охраны окружающей среды РК от 18.04.2008 г. № 100-п;

- «Методики расчета лимитов накопления отходов и лимитов захоронения отходов», утвержденная приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 22 июня 2021 года № 206;

- РНД 03.1.0.3.01-96 «Порядок нормирования объемов образования и размещения отходов производства».

Таблица 9.1 - Ориентировочная видовая и количественная характеристика отходов, образующихся в период бурения скважин по рекомендуемому 2 варианту (2 скв.).

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, тонн/год	Лимит накопления, тонн/год, от 1 скв. согласно проекту аналогу	Лимит накопления, тонн/год, от 2-х скв. (2 рекомендуемый вариант)
Всего	**-**	**304,84**	**609,68**
в том числе отходов производства	-	**304,3496**	**608,6992**
отходов потребления	-	**0,4904**	**0,9808**
Опасные отходы			
Буровой шлам**	-	159,5088	319,0176
Отработанный буровой раствор	-	142,5086	285,0172
Промасленная ветошь	-	0,0254	0,0508
Отработанные масла	-	0,163	0,326
Использованная тара	-	2,0428	4,0856
Не опасные отходы			
Металлолом	-	0,1	0,2
Огарки сварочных электродов		0,001	0,002
Коммунальные (смешанные отходы и раздельно собранные отходы, которые по своему характеру и составу сходны с отходами домашних хозяйств)	-	0,1664	0,3328
Пищевые отходы		0,324	0,648
Зеркальные			
-	-	-	-

Ориентировочная видовая и количественная характеристика отходов, образующихся в период эксплуатации по рекомендуемому 2 варианту не представлена, в связи с тем, что, месторождение Матин является действующим месторождением со сложившейся структурой обслуживающего и управленческого персонала. При эксплуатации дополнительная численность основного рабочего и инженерно-технического персонала для обслуживания оборудования на проектируемых объектах не требуется.

Накопление отходов разрешается только в специально установленных и оборудованных в соответствии с требованиями законодательства Республики Казахстан местах (на площадках, в складах, контейнерах и иных объектах хранения).

Программой управления отходами учтены требование ст 320 ЭК о временном складировании отходов на месте образования на срок не более шести месяцев до даты их сбора (передачи специализированным организациям) или самостоятельного вывоза на объект, где данные отходы будут подвергнуты операциям по восстановлению или удалению; требования к раздельному сбору отходов ст.321 ЭК.

Также учтены требования санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления» № КР ДСМ-331/2020 от 25.12.2020 г. - сроки хранения коммунальных в контейнерах при температуре 0^{o}С и ниже - не более трех суток, при плюсовой температуре - не более суток.

При соблюдении методов накопления и временного хранения отходов, а также при своевременном вывозе отходов производства и потребления с территории участка лицензии, для передачи их сторонней организации либо их переработки, не произойдет негативного воздействия на окружающую среду и здоровье населения.

10 ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНЫХ ОБЪЕМОВ ЗАХОРОНЕНИЯ ОТХОДОВ ПО ИХ ВИДАМ, ЕСЛИ ТАКОЕ ЗАХОРОНЕНИЕ ПРЕДУСМОТРЕНО В РАМКАХ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Захоронение отходов по их видам на предприятии не предусмотрено.

11 ИНФОРМАЦИЯ ОБ ОПРЕДЕЛЕНИИ ВЕРОЯТНОСТИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИЙ И ОПАСНЫХ ПРИРОДНЫХ ЯВЛЕНИЙ, ХАРАКТЕРНЫХ СООТВЕТСТВЕННО ДЛЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ И ПРЕДПОЛАГАЕМОГО МЕСТА ЕЕ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ, ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВРЕДНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, СВЯЗАННЫХ С РИСКАМИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИЙ И ОПАСНЫХ ПРИРОДНЫХ ЯВЛЕНИЙ, С УЧЕТОМ ВОЗМОЖНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ИХ ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ И ЛИКВИДАЦИИ

11.1 Вероятность возникновения отклонений, аварий и инцидентов в ходе намечаемой деятельности

Вероятность возникновения аварийных ситуаций на каждом конкретном объекте зависит от множества факторов, обусловленных горно-геологическими, климатическими, техническими и другими особенностями. Количественная оценка вероятности возникновения аварийной ситуации возможна только при наличии достаточно полной репрезентативной, статистической информационной базы данных, учитывающей специфику эксплуатации объекта. Однако, как показывает опыт разведки и эксплуатации месторождений полезных ископаемых, частота возникновения аварийных ситуаций подчиняется общим закономерностям, вероятность реализации которых может быть выражена по аналогии с произошедшими событиями в системе экспертных оценок.

Анализ вероятности возникновения аварийных ситуаций при эксплуатации месторождений и объектов инфраструктуры принят в системе следующих оценок «практически невероятные аварии - редкие аварии - вероятные аварии - возможные неполадки - частые неполадки» с учетом наиболее опасных в экологическом отношении звеньев технологической цепи. Аварийные ситуации на нефтепромысле могут возникнуть при эксплуатации скважины по добыче нефти, газа и быть связанными с разливами и выбросами нефтепродуктов и газопроявлений.

11.2 Вероятность возникновения стихийных бедствий в предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности и вокруг него

Аварийные ситуации по категории сложности и, соответственно, по объему ликвидационных мероприятий делятся на 3 группы:

- первая - характеризуется только признаками нарушения технологических параметров эксплуатации оборудования, связанного с возможнымзагрязнением природных сред;

- вторая - объединяет аварии, которые происходят на ограниченном участке и не создают за пределами промысла концентрации вредных веществ, превышающих ПДК;

- третья - неуправляемые аварийные ситуации, способные создать концентрации загрязнителей, существенно превышающие значения ПДК на значительном расстояние от мест аварии.

С учетом вероятности возникновения аварийных ситуаций, одним из эффективных

методов минимизации ущерба от потенциальных аварий различных групп является готовность к ним, так как разработка сценариев возможного развития событий при аварии и сценариев реагирования на них. Наиболее вероятными аварийными ситуациями, могущими возникнуть при эксплуатации месторождений по добыче, подготовке нефти и газа и существенным образом повлиять на сложившуюся экологическую ситуацию, являются аварийные разливы нефти (выбросы флюида) и выбросы газа, аварии с автотранспортной техникой. Из возможных аварийных ситуаций, связанных с выбросом нефтепродуктов, применением автотранспортных средств, наиболее существенное значение для окружающей среды имеет загрязнение почв, поверхностных и подземных вод горюче-смазочными материалами. Их поступление в окружающую среду возможно вследствие нештатных утечек из устья скважины, резервуаров, трубопроводов, топливных баков спецтехники и автотранспорта или в результате опрокидывания спецтранспорта и автотранспорта. При возникновении аварийной ситуации значительные объемы пролитых нефтепродуктов трубопроводов, резервуаров, топливных баков автотранспортных средств и др. могут нанести значительный ущерб природной среде.

Как показывают исследования, для полного разложения попавших на почву нефтепродуктов и восстановления биоценозов в данных ландшафтно-климатических условиях требуется 12-15 лет, то есть в несколько раз больше, чем необходимо для восстановления почвенно-растительного покрова, нарушенного при безаварийном проведение работ. В целом, загрязнение поверхностных вод, в

основном временных, ливневых и талых, в связи с их ограниченным развитием на площади рассматриваемых объектов маловероятно, а глубокое залегание подземных водоносных горизонтов не создает реальную угрозу попадания в них пролитых нефтепродуктов в результате аварий на нефтепромысле. Особую опасность представляет возгорание пролитого в результате аварийной ситуации топлива - в сухое время года при сильных постоянных ветрах, характерных для района, потушить пожар без применения специальной техники не представляется возможным.

Неконтролируемый пожар ведет не только к массовой гибели большинства насекомых и грызунов, обитающих на выгоревшей площади, но и к полному уничтожению среды их обитания. Пожар менее опасен для птиц и крупных млекопитающих, обладающих значительной мобильностью. Однако если он совпадает со временем отела сайгаков, гнездования или выведения птенцов, гибель неокрепшего потомства неизбежна.

И хотя растительные сообщества восстанавливаются достаточно быстро, особенно в экосистемах с преобладанием однолетних растений, для местной фауны последствия пожара являются подлинной экологической катастрофой.

Опыт эксплуатации нефтепромысловых объектов показывает, что вероятность

возникновения аварий от внешних источников незначительна.

Причина аварийности из-за ошибочных действий персонала практически полностью связана с неэффективной организацией эксплуатации объектов, недостатками правового обеспечения промышленной безопасности и «человеческим фактором».

Основными причинами возникновения аварийных ситуаций при назведке на рассматриваемом территории являются:

- нарушение технологических процессов;

- технические ошибки операторов и другого персонала, нарушения техники безопасности и противопожарной безопасности;

- нарушением технологии эксплуатации и обслуживания оборудования, отказом работы оборудования, человеческим фактором;

- отравление выхлопными газами двигателей внутреннего сгорания спецтехники и автотранспорта, работающих на нефтепромысле;

- несоблюдение требований противопожарной защиты при использовании ГСМ;

- переполнение хозяйственно - бытовыми сточными водами емкостей автономных туалетных кабин;

- аномальные природные явления (бури, ураганы, атмосферные осадки и высокая температура).

11.3 Вероятность возникновения неблагоприятных последствий в результате аварий, инцидентов, природных стихийных бедствий в предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности и вокруг него

При возникновении аварий, инцидентов, природных стихийных бедствий в предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности и вокруг него основные неблагоприятные последствия заключаются в остановке предприятия, разрушении зданий и сооружений.

Вероятность возникновения неблагоприятных последствий в результате аварий, инцидентов, природных стихийных бедствий в предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности и вокруг него – низкая.

11.4 Все возможные неблагоприятные последствия для окружающей среды, которые могут возникнуть в результате инцидента, аварии, стихийного природного явления

Основными объектами воздействия являются:

- атмосферный воздух;

- водные ресурсы;

- почвенно-растительные ресурсы.

Воздействие возможных аварий на атмосферный воздух

Исходя из анализа исследований наиболее значительными авариями являются аварии, связанные с воздействием на атмосферный воздух.

Для атмосферы характерна чрезвычайно высокая динамичность, обусловленная как быстрым перемещением воздушных масс в латеральном и вертикальном направлениях, так и высокими скоростями, разнообразием протекающих в ней физико-химических реакций.

Атмосфера рассматривается как огромный «химический котел», который находится под воздействием многочисленных и изменчивых антропогенных и природных факторов.

Возможное воздействие на воздушную среду при аварийных ситуациях оценивается в пространственном масштабе как локальное, кратковременного действия, по величине воздействия как умеренной значимости.

Воздействие возможных аварий на водные ресурсы

Практически невозможно предотвратить загрязнение поверхностных и подземных вод при продолжающемся загрязнении других природных компонентов. Особое внимание следует обратить на загрязнение почвогрунтов, так как через них возможно вторичное загрязнение поверхностных и подземных вод. Особое значение для предотвращения возможных аварий и загрязнения водоносных горизонтов имеют периодический осмотр технологического оборудования, и соответственно проведение профилактического ремонта и противокоррозионных мероприятий металлических конструкций.

Воздействие возможных аварий на почвенно -растительный покров

Основные аварийные ситуации, которые могут иметь негативные последствия для почвенно- растительного покрова, связаны со следующими процессами:

-пожары;

-разливы химреагентов, ГСМ;

-разливы сточных вод.

Необходимо отметить, что серьезное воздействие на компоненты окружающей среды могут оказать и непосредственно ликвидационные работы по изъятию загрязненной почвы и ее утилизации.

Подобные операции обычно требуют привлечения транспортных средств и

техники, движение которых происходит на достаточно большой площади. В результате могут уничтожаться естественные ландшафты далеко за пределами очага загрязнения.

Воздействие на социально -экономическую среду

Аварийные ситуации могут оказать воздействие на социальные и экономические условия. Но аварийные ситуации непредсказуемы, а проектирование и будущая эксплуатация рассчитаны на сведение к минимуму возможных аварийных ситуаций. Прямого социального или экономического воздействия на представителей населения не будет в связи с удаленным

расположением проектируемого объекта. Потенциально возможные аварии маловероятны, а запланированные предупредительные и противоаварийные мероприятия позволят ликвидировать их на начальной стадии и минимизировать ущерб окружающей среде.

Негативное воздействие на здоровье населения аварийной ситуации с выбросом вредных веществ маловероятно, вероятность этой ситуации очень мала.

Основное экономическое воздействие крупных аварийных ситуаций проявится в потребности в рабочей силе и оборудовании для ликвидации аварии и ремонту нанесенных повреждений для возврата к нормальной эксплуатации.

Возможное воздействие на социально-экономическую среду при аварийных ситуациях оценивается в пространственном масштабе как локальное, по величине воздействия как слабо отрицательное. Все вышеуказанные негативные воздействия на окружающую среду можно свести к минимуму при соблюдении технологического регламента производственного процесса, профилактического осмотра и ремонта оборудования, правил безопасного ведения работ и проведение природоохранных мероприятий.

11.5 Оценка воздействия аварийных ситуации на окружающую среду

Оценки вероятного возникновения аварийной ситуации позволяют прогнозировать негативное воздействие аварий на компоненты окружающей среды. Такое воздействие может быть оказано на:

- атмосферный воздух;
- водные ресурсы;
- почвенно-растительные ресурсы.

Воздействие возможных аварий на атмосферный воздух

Основное воздействие на атмосферный воздух при аварийных ситуациях связано с выбросами загрязняющих веществ, значительная роль в которых принадлежит углеводородам и сернистым соединениям, а при возгорании сырья – углекислый и угарные газы, сажа, диоксиды серы и азота. Для атмосферы характерна чрезвычайно высокая динамичность, обусловленная как быстрым перемещением воздушных масс в латеральном и вертикальном направлениях, так и высокими скоростями, разнообразием протекающих в ней физико-химических реакций. Атмосфера рассматривается как огромный «химический котел», который находится под воздействием многочисленных и изменчивых антропогенных и природных факторов. Газы и аэрозоли, выбрасываемые в атмосферу, характеризуются высокой реакционной способностью. Сажа, возникающая при сгорании УВ, сорбирует тяжелые металлы и радионуклиды и при осаждении на поверхность могут загрязнить обширные территории, проникнуть в организм человека через органы дыхания.

К атмосферным загрязнителям относятся углеводороды - насыщенные и ненасыщенные, включающие от 1 до 3 атомов углерода. Они подвергаются различным превращениям, окислению, полимеризации, взаимодействуя с другими атмосферными загрязнителями после возбуждения солнечной радиацией.

Воздействие возможных аварий на водные ресурсы

Практически невозможно предотвратить загрязнение поверхностных и подземных вод при продолжающемся загрязнении других природных компонентов. Особое внимание следует обратить на загрязнение почвогрунтов, так как через них возможно вторичное загрязнение поверхностных и подземных вод.

Особо важное значение для предотвращения возможных аварий и загрязнения водоносных горизонтов имеют периодический осмотр трубопроводных систем и технологического оборудования, и соответственно проведение профилактического ремонта и противокоррозионных мероприятий металлических конструкций.

В качестве аварийных ситуаций могут рассматриваться пожары, при которых возможно образование пожарных вод.

Воздействие возможных аварий на недра

При разработке месторождения могут возникнуть следующие осложнения, воздействующие на недра:

- нефтегазопроявления, приводящие к нарушению свойств геологической среды;
- нарушение устойчивости пород, слагающих стенки скважин (осыпи, обвалы,
- кавернообразование);
- подтопление территории вследствие технологических утечек, которое может привести к изменению условий распространения сейсмических волн.

Воздействие возможных аварий на почвенно-растительный покров

Основные аварийные ситуации, которые могут иметь негативные последствия для почвенно-растительного покрова связаны со следующими процессами:

- пожары;
- разливы нефти и углеводородной жидкости;
- разливыпроизводственных сточных вод.

Необходимо отметить, что серьезное воздействие на компоненты окружающей среды могут оказать и непосредственно ликвидационные работы по изъятию загрязненной почвы и ее утилизации. Подобные операции обычно требуют привлечения транспортных средств и техники, движение которых происходит на достаточно большой площади. В результате могут уничтожаться естественные ландшафты далеко за пределами пятна излившейся нефти.

Все вышеуказанные негативные воздействия на окружающую среду можно свести к минимуму при соблюдении технологического регламента производственного процесса, профилактического осмотра и ремонта оборудования и трубопроводных систем, правил безопасного ведения работ и проведение природоохранных мероприятий.

11.6 Меры по предотвращению последствий инцидентов, аварий, природных стихийных бедствий, включая оповещение населения, и оценка их надежности

Основными мерами предупреждения вышеперечисленных аварий является строгое исполнение технологической и производственной дисциплины, выполнение проектных решений и оперативный контроль. Комплекс мероприятий по сведению к минимуму воздействия на природную среду охватывает все основные компоненты окружающей среды: воздушный бассейн, подземные воды, почвы, флору и фауну.

Строгое соблюдение обслуживающим персоналом правил и инструкций по технике безопасности, точное выполнение требований инструкций по эксплуатации оборудования и других действующих нормативных документов, технологических инструкций позволяют создать условия, исключающие возможность возникновения аварий.

Для предотвращения аварийных ситуаций и обеспечения минимума негативных последствий при работах по разработке на предприятии:

- Разработан специализированный План аварийного реагирования (мероприятия) по ограничению, ликвидации и устранению последствий потенциальных и возможныхаварий;

Для правильного и безопасного ведения работ на предприятии предусмотрены специальные службы, которые выполняет следующие основные мероприятия:

- Обеспечивают ведение установленной документации по предприятию и участие в разработке годовых планов развития производства;

- Обеспечивают вспомогательные работы на производстве;

- Трассирование откаточных автодорог и других линейных сооружений, ведетконтроль за планировочными работами;

- Проводится строгое соблюдение технологического режима работы установок и оборудования;

- Проводится контроль технического состояния оборудования;

- Своевременно и качественно проводится техническое обслуживание и ремонт;

- При высоких скоростях ветра (10 м/с и более) слив и налив ГСМ прекращаются;

- Предусматриваются обваловки на площадках расположения склада ГСМ, химреагентов, где возможны утечки загрязняющих веществ, обеспечивающие локализацию разлива на ограниченном пространстве при любом реальном сценарии развития аварии;

- Принимаются эффективные меры по предотвращению разгерметизации резервуаров,

автоцистерн, разливов нефтепродуктов и пожаров;

- Проводится использование резервуаров для хранения ГСМ и складов для хранения токсичных материалов, выполненных в строгом соответствии с наиболее «жесткими» нормативами при обеспечении их безопасности, а также с учетом природных условий рассматриваемого региона;

- Проведение постоянного контроля метеопараметров и состояния атмосферного воздуха;

- Предусмотрен контроль режима работы оборудования в периоды неблагоприятных метеорологических условий;

- Проводится планирование и проведение мероприятий по тренингу персонала служб чрезвычайного реагирования и персонала, непосредственно выполняющего работы на аварийно-опасных объектах;

- Используются системы или методы математического моделирования аварийных ситуаций;

- Задействована система автоматического контроля, включающих аварийную систему первичного реагирования и локальные системы аварийного оповещения;

- Предусмотрена регулярная откачка и вывоз хозбытовых сточных вод из гидроизолированных септиков;

- Движение автотранспорта на месторождении регулируется типовыми сигнальными знаками, устанавливаемыми по утвержденной главным инженером предприятиясхеме;

- Безопасная эксплуатация транспортных средств должна осуществляться в соответствие с заведенными инструкциями по устройству, эксплуатации и обслуживанию на каждый вид или тип из них. Все ремонты оборудования должны заноситься в паспорта или ремонтные журналы. После капитальных ремонтов должны оформляться акты комиссионной приемки оборудования из ремонта с заключениями о допуске его к эксплуатации;

- Мероприятия по пожарной безопасности перечень первичных средств пожаротушения и места их расположения согласовываются с Госпожнадзором;

- Рабочие и ИТР обеспечиваются спецодеждой, средствами индивидуальной защиты по установленным нормам. На промышленных площадках устанавливаются передвижные бытовые вагончики для хранения спецодежды, уголком по технике безопасности.

- Своевременное применение вышеперечисленных мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварийных ситуаций позволит дополнительно уменьшить их неблагоприятные последствия, что должно обеспечить допустимые уровни экологического риска проводимых работ разведки.

11.7 Планы ликвидации последствий инцидентов, аварий, природных стихийных бедствий, предотвращения и минимизации дальнейших негативных последствий для окружающей среды, жизни, здоровья и деятельности человека

В целях обеспечения готовности к действиям по локализации и ликвидации последствий аварий организации, имеющие опасные производственные объекты, обязаны:

1) планировать и осуществлять мероприятия по локализации и ликвидации последствий аварий на опасных производственных объектах;

2) привлекать к профилактическим работам по предупреждению аварий на опасных производственных объектах, локализации и ликвидации их последствий военизированные аварийно-спасательные службы и формирования;

3) иметь резервы материальных и финансовых ресурсов для локализации и ликвидации последствий аварий;

4) обучать работников методам защиты и действиям в случае аварии на опасных производственных объектах;

5) создавать системы наблюдения, оповещения, связи и поддержки действий в случае аварии на опасных производственных объектах и обеспечивать их устойчивое функционирование.

План ликвидации аварий

На опасном производственном объекте разрабатывается план ликвидации аварий. В плане ликвидации аварий предусматриваются мероприятия по спасению

людей, действия персонала и аварийных спасательных служб.

План ликвидации аварий содержит:

1) оперативную часть;

2) распределение обязанностей между персоналом, участвующим в ликвидации аварий, последовательность их действий;

3) список должностных лиц и учреждений, оповещаемых в случае аварии и участвующих в ее ликвидации.

План ликвидации аварий утверждается руководителем организации и согласовывается с аварийно-спасательными службами и формированиями.

В Плане ликвидации аварий предусматриваются:

1) мероприятия по спасению людей

2) мероприятия по ликвидации аварий в начальной стадии их возникновения;

3) действия персонала при возникновении аварий;

4) действия военизированной аварийно-спасательной службы (далее - АСС), аварийного спасательного формирования (далее - АСФ).

План ликвидации аварий подлежит утверждению: первичному - при пуске опасного

объекта; внеочередному при изменении технологии работ или требований нормативов - немедленно. План ликвидации аварий согласовывается с командиром АСС (АСФ) и утверждается руководителем организации за 15 дней до начала работ. Если в План ликвидации аварий не внесены необходимые изменения, командир АСС (АСФ) имеет право снять свою подпись о согласовании с ним Плана.

11.8 Профилактика, мониторинг и ранее предупреждение инцидентов аварий, их последствий, а также последствий взаимодействия намечаемой деятельности со стихийными природными явлениями

Перед пуском объектов, после окончания работ необходимо проверить их соответствие утвержденному проекту, правильность монтажа и исправность оборудования, заземляющих устройств, канализации, средств индивидуальной защиты и пожаротушения.

Эксплуатация технологического оборудования допускается при получении технического заключения о возможности их дальнейшей работы и получения разрешения в специализированной организации в установленном порядке.

К самостоятельной работе на площадке допускаются лица не моложе 18 лет, сдавшие квалификационный экзамен, прошедшие обучение, проверку знаний и инструктажи по безопасности и охране труда в соответствии с Правилами проведения обучения, инструктирования и проверок знаний работников по вопросам безопасности и охраны труда.

Работники, занятые на эксплуатации опасных производственных объектов в обязательном порядке, проходят обучение и проверку знаний в экзаменационной комиссии.

Обслуживающий персонал должен строго соблюдать инструкции по безопасности и охране труда, пожарной безопасности, выдерживать параметры технологического процесса, контролировать работу оборудования.

К руководству буровыми работами допускаются буровые мастера, обладающие необходимыми документами на право ответственного ведения работ (дипломами или удостоверениями). После выбора места для площадки ее территория должна быть очищена кустарников, сухой травы, валунов и спланирована. Расстояние от буровой установки до жилых и производственных помещений, охранных зон железных и шоссейных дорог, инженерных коммуникаций, ЛЭП должно быть не менее высоты вышки (мачты) плюс 10 м, а до магистральных нефте- и газо-проводов - не менее 50 м. Необходимо предусматривать наличие рабочих проходов для обслуживания оборудования не менее 0,7 м - для самоходных и передвижных установок. Буровые вышки должны быть оборудованы маршевыми лестницами, а мачты - лестницами тоннельного типа. На каждой буровой установке должна быть исполнительная принципиальная

электрическая схема главных и вспомогательных электроприводов, освещения и другого

электрооборудования с указанием типов электротехнических устройств и изделий с параметрами защиты от токов коротких замыканий. Схема должна быть утверждена лицом, ответственным за электробезопасность. Все произошедшие изменения должны немедленно вноситься в схему.

Для снижения уровня шума должен предусматриваться своевременный ремонт и профилактика оборудования.

При извлечении керна из колонковой трубы не допускается:

а) поддерживать руками снизу колонковую трубу, находящуюся в подвешенном состоянии;

б) проверять рукой положение керна в подвешенной колонковой трубе;

в) извлекать керн встряхиванием колонковой трубы лебёдкой, нагреванием колонковой трубы.

Аварийных ситуаций, которые могли бы иметь необратимые процессы или изменения социально-экономических условий жизни местного населения нет.

Мероприятия по охране труда сводятся: к снабжению рабочих доброкачественной питьевой водой, спецодеждой; к устройству помещений для обогрева рабочих в холодное время года; к снабжению рабочих спец принадлежностями при обслуживании электроустановок.

На объекте должны быть аптечки первой медицинской помощи. Ежегодно все работающие проходят профилактические медицинские осмотры.

12 ОПИСАНИЕ ПРЕДУСМАТРИВАЕМЫХ ДЛЯ ПЕРИОДОВ СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТА МЕР ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ, СОКРАЩЕНИЮ, СМЯГЧЕНИЮ ВЫЯВЛЕННЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, В ТОМ ЧИСЛЕ ПРЕДЛАГАЕМЫХ МЕРОПРИЯТИЙ ПО УПРАВЛЕНИЮ ОТХОДАМИ, А ТАКЖЕ ПРЕДЛАГАЕМЫХ МЕР ПО МОНИТОРИНГУ ВОЗДЕЙСТВИЙ

12.1 Мероприятия по снижению негативного воздействия на атмосферный воздух

С целью охраны окружающей природной среды и обеспечения нормальных условий работы обслуживающего персонала необходимо принять меры по уменьшению выбросов загрязняющих веществ:

- организация пылеподавления способом орошения пылящих поверхностей;
- исключения пыления с автомобильной дороги (с колес и др.) и защиты почвенных ресурсов;
- организация а/дорог для транспортировки оборудования, отходов, и др. грузов вне населенных пунктов;
- контроль безопасного движения строительной спецтехники (самосвала);
- предупреждение открытого фонтанирования скважины в процессе бурения и проведения технологических работ в скважине;
- установка и применение на устье скважины сертифицированного противовыбросового оборудования (ПВО);
- в целях предотвращения выбросов пластового флюида при вскрытии продуктивных горизонтов при углублении скважины предусматривается создание противодавления столба бурового раствора в скважине, превышающего пластовое давление;
- при испытании скважин отжиг газа на факеле не предусмотрен. Планируется разработка ПРПГ;
- применение герметичной системы хранения буровых реагентов. Доставка реагентов на буровую в герметичной заводской упаковке. Хранение в закрытых бункерах необходимого для цикла бурения запаса реагентов. Подача реагентов из бункеров в затворный узел по замкнутой системе пневмотранспортом, что исключает пыление в процессе операций по приготовлению растворов или промывочных жидкостей;
- подача дизельного топлива к дизельным агрегатам по герметичным топливо- и маслопроводам;
- в целях снижения вредных выбросов в атмосферу для работы двигателей применение качественного сертифицированного дизельного топлива;
- проведение обязательной опрессовки и проверка на герметичность всего оборудования для исключения возможных утечек и выбросов вредных веществ в атмосферу;
- обеспечение прочности и герметичности соединений трубопроводов;

- своевременное проведение планово-профилактического ремонта бурового оборудования;
- использование стационарных дизельных установок зарубежного производства, отвечающих требованиям природоохранного законодательства;
- содержание дизельных двигателей в исправном состоянии и своевременный ремонт поршневой системы;
- для предотвращения повышенного загрязнения атмосферы выбросами необходимо проводить контроль на содержание выхлопных газов от дизельных двигателей на соответствие нормам и систематически регулировать аппаратуру;
- для поддержания консистенции смазочных масел применение специальных присадок;
- проверка готовности систем извещения об аварийной ситуации;
- озеленение территорий объектов месторождения;
- проведение производственного экологического контроля состояния атмосферного воздуха.

В связи со спецификой запроектированных и производимых работ на источниках выбросов газоочистные и пылеулавливающие установки отсутствуют.

Основным загрязнением атмостферы на период СМР является пыление, негативно воздействующие на состояние окружающей среды и здоровье человека.

Учитывая требования в области ООС, а также применяя новейшие технологии и технологическое оборудование, на предприятии постоянно осуществляются мероприятия по снижению выбросов пыли:

- Гидрообеспыливание с эффективностью пылеподавления 50%;

- Пылеподавление дорог при транспортировке с эффективностью пылеподавления 50%.

12.2 Разработка мероприятий по регулированию выбросов в период особо неблагоприятных метеорологических условий

Уровень загрязнения приземных слоев атмосферы во многом зависит от метеорологических условий. В некоторых случаях метеорологические условия способствуют накоплению загрязняющих веществ в районе расположения объекта, т.е. концентрации примесей могут резко возрасти. Для предупреждения возникновения высокого уровня загрязнения осуществляются регулирование и кратковременное сокращение выбросов загрязняющих веществ.

Неблагоприятными метеорологическими условиями при проектируемых работах могут быть:

- штиль,
- температурная инверсия.

Регулирование выбросов осуществляется с учетом прогноза НМУ на основе предупреждений со стороны Казгидромета о возможном опасном росте в воздухе концентраций примесей вредных химических веществ из-за формирования неблагоприятных метеоусловий.

Прогноз наступления НМУ и регулирование выбросов являются составной частью комплекса мероприятий по обеспечению чистоты воздушного бассейна.

Исходя из специфики работ, в период НМУ предусмотрены три режима работы:

Первый – предусматривает сокращение выбросов ЗВ на 15–20 %, носит организационно-технический характер и не приводит к существенным затратам и снижению производительности.

Второй – предусматривает сокращение выбросов ЗВ на 20–40 % за счет сокращения производительности производства:

- усиление контроля за всеми технологическими процессами;
- ограничение движения и использования транспорта на территории предприятия согласно ранее разработанных схем маршрутов;
- проверку автотранспорта на содержание загрязняющих веществ в выхлопных газах.
- сокращение объемов погрузочно-разгрузочных работ.

Третий – предусматривает сокращение выбросов вредных веществ на 40-60 %:

- ограничение работ, связанных с перемещением грунта на площадке, остановка работы автотранспорта и механизмов;
- прекращение погрузочно-разгрузочных работ;
- ограничение строительных работ вплоть до полной остановки.
- запрещение погрузочно-разгрузочных работ, отгрузки сыпучего сырья, являющихся источниками загрязнения;
- остановку пусковых работ на аппаратах и технологических линиях, сопровождающихся выбросами в атмосферу;
- запрещение выезда на линии автотранспортных средств с не отрегулированными двигателями.

12.3 Мероприятия по защите подземных вод от загрязнения и истощения

Для предотвращения загрязнения вод предпринят ряд проектных решений, обеспечивающий их безопасность:

- гидроизоляция синтетической пленкой и укладка железобетонных плит под вышечным блоком, блоком приготовления раствора, буровыми насосами;
- цементирование заколонного пространства до земной поверхности – до устья;
- применение качественного цемента с улучшающими химическими добавками;
- изоляции флюидосодержащих горизонтов путем их перекрытие обсадными

колоннами;

- приготовление и обработку бурового раствора осуществлять в циркуляционной системе;
- оборудование скважины специальными устройствами, предотвращающими внезапные нефтегазопроявления на устьях и их, излив на дневную поверхность;
- транспортировка и хранение химических реагентов в закрытой таре (мешки, бочки);
- четкая организация учета водопотребления и водоотведения;
- сбор хозяйственно-бытовых стоков в обустроенный септик, с последующим вывозом на очистные сооружения;
- использование воды для технических целей во время буровых работ повторно по замкнутому циклу;
- обустройство мест локального сбора и хранения отходов;
- раздельное хранение отходов в соответственно маркированных контейнерах и емкостях;
- устройство насыпи и обваловки у склада ГСМ;
- хранение ГСМ в специальных закрытых емкостях, от которых по герметичным топливопроводам производится питание ДВС;
- предотвращение разливов ГСМ.

12.4 Обоснование природоохранных мероприятий по сохранению недр

Мероприятия по охране недр являются важным элементом и составной частью всех основных технологических процессов на всех этапах строительства скважины.

На стадии разработки проекта разрабатываются и внедряются следующие технологические решения и природоохранные мероприятия, позволяющие минимизировать экологический вред недрам при реализации проектных решений:

- конструкции скважины в части надежности, технологичности и безопасности должны обеспечивать условия охраны недр и окружающей природной среды, в первую очередь за счет прочности и долговечности крепи скважин, герметичности обсадных колонн и перекрываемых ими кольцевых пространств, а также изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга, от проницаемых пород и дневной поверхности;
- обеспечение комплекса мер по предотвращению выбросов, открытого фонтанирования, грифонообразования, обвалов стенок скважин, поглощения промывочной жидкости и других осложнений. Для этого нефтяные, газовые и водоносные интервалы
- изолируются друг от друга, обеспечивается герметичность колонн, крепление ствола скважин кондуктором, промежуточными эксплуатационными колоннами с высоким качеством их цементажа;

- при нефтегазопроявлениях герметизируется устье скважины, и в дальнейшем работы ведутся в соответствии с планом ликвидации аварий.

При проведении любых видов работ должны соблюдаться «Правила охраны поверхностных вод Республики Казахстан», РНД 1.01.03-94 и следующие технические и организационные мероприятия, предупреждающие возможное негативное воздействие на подземные воды и временные поверхностные водотоки:

- При работе спецтехники соблюдать недопущение пролива нефтепродуктов в водный объект.
- Запрещается заправка топливом, мойка и ремонт автомобилей и других машин и механизмов вблизи водоохраной зоны;
- Контроль за водопотреблением и водоотведением;
- Не допускать загрязнения воды и береговой полосы водоема используемыми материалами для строительных работ (асфальтобетонные смеси, инертные материалы - песок, щебень, гравий и т.д.)
- Своевременная ликвидация проливов (аварийная ситуация) ГСМ при работе транспорта;
- Организация системы сбора, хранения и своевременный вывоз производственных и бытовых отходов, образованные твердо-бытовые отходы (ТБО) и строительный мусор будут вывезены на специализированные предприятия для дальнейшего размещения или утилизации;
- Проведение всех видов деятельности в соответствии с требованиями экологических положений Республики Казахстан и т.д.

Реализация мероприятий будет способствовать минимальному воздействию на окружающую среду.

12.5 Мероприятия по снижению радиационного риска

Для уточнения радиоактивных свойств пластового флюида необходимо проводить анализ пластовых вод.

Радиологические исследования извлекаемых нефти при появлении пластовых вод необходимо дополнить следующими измерениями:

- удельной альфа-активностью;
- удельной бета-активностью;
- эффективной удельной активности.

Объектами радиометрического контроля должны быть места и средства хранения нефти, средства ее транспортировки, оборудование и металлоконструкции, контактирующие с нефтью и пластовыми водами, места разливов нефти и пластовых вод.

При организации радиометрического контроля, в список его объектов должны войти

завозимые приборы, оборудование, конструкции, вещества и материалы, в том числе исходные для приготовления буровых растворов.

Для сохранения здоровья персонала на нефтегазовых промыслах необходимо организовывать мероприятия по обеспечению радиационной безопасности и по нормализации радиационно-экологической обстановки.

Согласно санитарным правилам, устанавливаются следующие категории облучаемых лиц:

- персонал (группы А и Б);
- все население, включая лиц из персонала, вне сферы и условий их производственной деятельности.

Эффективная доза облучения для персонала группы А – 20 мЗв в год в среднем за любые последовательные 5 лет, но не более 50 мЗв в год.

Эффективная доза облучения для персонала группы Б – 5 мЗв в год.

Основные пределы доз облучения не включают в себя дозы от природного и медицинского облучения, а также дозы вследствие радиационных аварий.

Эффективная доза облучения, природными источниками всех работников, включая персонал, не должна превышать – 5 мЗв в год в производственных условиях.

Эффективная доза облучения при проведении профилактических медицинских рентгеновских исследований не должна превышать – 1мЗв в год.

12.6 Планируемые мероприятия и проектные решения в зоне воздействия по снятию, транспортировке и хранению плодородного слоя почвы. Рекультивация земель

В целях предупреждения нарушения растительно-почвенного покрова в процессе строительства скважины необходимо осуществление следующих мероприятий:

- систематизировать движение наземных видов транспорта;
- движение наземных видов транспорта осуществлять только по имеющимся и отведенным дорогам;
- производить захоронение отходов только на специально оборудованных полигонах.

Комплекс природоохранных мероприятий по защите земельных ресурсов и восстановлению земельного участка в процессе буровых работ включает в себя:

- формирование искусственной насыпной площадки под буровую;
- бетонирование буровой площадки под основные крупные блоки буровой установки;
- обустройство земельного участка защитными канавами или обваловкой;
- для предотвращения загрязнения почв химическими реагентами, их транспортировка и хранение производится в закрытой таре (мешки, бочки);
- приготовление бурового раствора осуществляется в блоке приготовления раствора, со сливом в циркуляционную систему по металлическим желобам. Хранится буровой раствор в

металлических емкостях;

- циркуляция бурового раствора осуществляется по замкнутой системе: скважина-блок очистки (по металлическим желобам) – металлические емкости – насосы – манифольд - скважина;
- буровой раствор с выбуренной породой пропускаются через две центрифуги, установленные после вибросит. Жидкая фаза раствора подается в циркуляционную систему для повторного использования;
- выбуренная порода на блоке очистки (вибросито, пескоотделитель, илоотделитель, центрифуга) отделяется от бурового раствора и сбрасывается в шламовые емкости;
- предусмотрен безамбарный метод бурения - сбор отходов бурения (БШ, ОБР, БСВ) в емкости, с последующим вывозом;
- сооружение систем накопления и хранения отходов бурения и систем инженерной канализации стоков буровой в места их организованного сбора;
- обустройство мест локального сбора и хранения отходов;

ГСМ привозятся на буровую в автоцистернах и перекачиваются в специальные закрытые емкости для ГСМ, от которых по герметичным топливопроводам производится питание ДВС.

Рекультивация земель

Общие положения по рекультивации земель

Перед технической рекультивацией использованных при разработке месторождения земельных площадей, необходимо провести анализ и оценку состояния земельных участков (орогидрографии, флоры, фауны, загрязнения земельных площадей углеводородами и другими отходами) относительно начального состояния.

Площадь земли, подлежащая технической рекультивации после прекращения эксплуатации месторождения, определяется размерами площади проекции горного отвода на дневной поверхности.

В период ликвидации все установленное оборудование, конструкции и подземные коммуникации подлежат демонтажу.

Рекультивация земель – комплекс работ, направленных на восстановление продуктивности и народнохозяйственной ценности нарушенных земель, а также на улучшение условий окружающей среды в соответствии с интересами общества.

К нарушенным землям относятся, утратившие в связи с их нарушением первоначальную хозяйственную ценность и являющиеся источником отрицательного воздействия на окружающую среду.

Рекультивацию земель выполняют в два этапа: ***технический и биологический.***

Технический этап предусматривает планировку, формирование откосов, снятие и

нанесение плодородного слоя почвы, вывоз отходов, а также проведения других работ, создающих необходимые условия для дальнейшего использования рекультивированных земель по целевому назначению или для проведения мероприятий по восстановлению плодородия почв (биологический этап).

Биологический этап включает комплекс агротехнических и фитомелиоративных мероприятий, направленных на улучшение агрофизических, агрохимических, биохимических и других свойств почвы.

На территории месторождения, учитывая специфику региона и отсутствие пресной воды, озеленение не предусматривается.

Рекультивация земель включает в себя:

- работы по снятию, транспортировке и складированию (при необходимости) плодородного слоя почвы;
- работы по складированию потенциально плодородных пород;
- планировку (выравнивание) поверхности, террасирование откосов отвалов и бортов, засыпку и планировку образовавшихся провалов после демонтажа оборудования;
- приобретения (при необходимости) плодородного слоя почвы;
- нанесение на рекультивируемые земли потенциально плодородных пород и плодородного слоя почвы;
- ликвидацию послеусадочных явлений;
- ликвидацию промышленных площадок, транспортных коммуникаций, электрических сетей и других объектов;
- очистку рекультивируемой территории от производственных отходов, в том числе строительного мусора, с последующим их вывозом на соответствующие полигоны;
- восстановление плодородия рекультивированных земель, передаваемых в сельскохозяйственное или иное использование;
- деятельность рабочих комиссий по приемке-передаче рекультивированных земель (транспортные затраты, оплата работы экспертов, проведение полевых обследований, лабораторных анализов и др.)
- другие работы, предусмотренные рекультивацией, в зависимости от характера нарушения земель и дальнейшего использования рекультивированных участков.

Снятый верхний плодородный слой почвы используется для рекультивации нарушенных земель или улучшения малопродуктивных угодий. Использование плодородного слоя почвы для целей, не связанных с сельским хозяйством, допускается только в исключительных случаях, при экономической нецелесообразности или отсутствии возможностей его использования для улучшения земель сельскохозяйственного назначения.

При проведении геологоразведочных, поисковых, изыскательских и других работ, сроки

рекультивации определяются по согласованию с собственниками земли, землевладельцами, землепользователями, арендаторами.

Анализ последствий развития техногенных процессов весьма сложен по той причине, что собственно техногенное начало может сопровождаться цепочкой последующих природных событий. Иначе говоря, первичные техногенные воздействия могут вызвать к жизни процессы, которые правомерно определить, как природно-техногенные или техногенно-природные.

Сложность их прогнозирования состоит в том, что эти природно-техногенные процессы могут быть существенно сдвинуты во времени, а нередко и в пространстве по отношению к воздействующему источнику техногенеза. Поясним сказанное следующим примером.

Изымая огромные по объему массы породы, вмещающих полезное ископаемое, будь то твердое или жидкое, недропользователь вмешивается в формировавшуюся миллионами лет геологическую среду, что приводит к последовательному развитию следующих событий:

- ослаблению горного давления внутри напряженного массива;
- формированию полостей окисления природных агентов;
- образованию провалов земли на дневной поверхности;
- активизации эрозии почв;
- нарушение первичных природных условий окружающей среды.

Следовательно, нужно проводить рекультивацию земель после геологических работ. Преобразование нарушенных в результате производственной деятельности земель в состояние, пригодное для использования их в народном хозяйстве, предотвращение их отрицательного воздействия на прилегающие ландшафтные комплексы. Охрана этих комплексов, оптимизация сочетания техногенных и природных ландшафтов достигается рекультивацией нарушенных земель.

Рекультивация относиться к мероприятиям восстановительного характера, направленным на устранение последствий воздействия промышленного производства на окружающую среду, в первую очередь на земли, и рассматривается, как основное средство их воспроизводства.

Восстановлению нарушенных земель должны предшествовать работы по геолого-почвенному обследованию нарушаемой и восстанавливаемой территории и обоснованию направления рекультивации.

Оценивается пригодность пород для экологической рекультивации, что позволяет принять решение по формированию отвальных массивов, составу и объемах рекультивационных работ в соответствии с установленным направлением рекультивации и установить направление рекультивации и последующее использование восстанавливаемых земель в народном хозяйстве в соответствие группой пригодности пород рекультивационного слоя.

Таким образом, предоставляется возможность постоянно улучшать качество, продуктивность и экологическую ценность восстанавливаемых земель. Следовательно, от

исходных компонентов природного ландшафта и внесенных в них изменений при формировании техногенного ландшафта зависит выбор направления последующего использования земель. В свою очередь, установленное направление рекультивации нарушенных земель определяет требования к их качеству и, следовательно, к технологии вскрышных, отвальных и рекультивационных работ, определяющей характеристику техногенного ландшафтного комплекса, и направлением рекультивации.

«Технические условия рекультивации», в которых определяется направление рекультивации, и излагаются требования землепользователей к качеству рекультивированных земель, указываются характеристика и параметры рельефа техногенных образований, состав и мощность рекультивационного слоя, состав и размещение коммуникаций, система мелиоративных, противоэрозионных, гидротехнических и прочих мероприятий, устанавливаются на основе соотвествующих проектов органами, представляющими земельные участки в пользование.

Выбор направления рекультивации земель осуществляется с учетом следующих факторов:

1. природных условий района (климат, почвы, геологические, гидрогеологические и гидрологические условия, растительность, рельеф, определяющие геосистемы или ландшафтные комплексы);
2. агрохимических и агрофизических свойств пород и их смесей в отвалах;
3. хозяйственных, социально-экономических и санитарно-гигиенических условий в районе размещения нарушенных земель;
4. срока существования рекультивированных земель и возможности их повторных нарушений;
5. технологии производства комплекса горных и рекультивационных работ;
6. требований по охране окружающей среды;
7. планов перспективного развития территории района горных разработок;
8. состояния ранее нарушенных земель, т.е. состаяния техногенных ландшафтов, степени и интенсивности их саморазрастания.

Рекультивация на данном этапе

Реализация проектных решений предполагает нарушение почвенно-растительного покрова.

В соответствие с ст. 238 Экологического Кодекса Республики Казахстан «Недропользователи при проведении операций по недропользованию обязаны проводить рекультивацию нарушенных земель».

Ликвидация последствий деятельности недропользования сопровождается технической рекультивацией отведенных земель. Рекультивация включает в себя следующие виды работ:

- очистку территории от мусора и остатков материалов;
- сбор, резку и вывоз металлолома;
- очистку почвы от замазученного грунта и вывоз его для утилизации;
- планировку площадки.

12.7 Рекомендации по сохранению растительных сообществ, улучшению их состояния, сохранению и воспроизводству флоры, в том числе по сохранению и улучшению среды их обитания

Охрана растительных сообществ при осуществлении работ на рассматриваемом участке может существенно ограничить негативные экологические последствия.

Комплекс проектных технических решений по защите растительных ресурсов от загрязнения и истощения и минимизации последствий при проведении проектируемых работ включает в себя:

• Перед началом проведения работ, обустройство площадок, упорядочение и обустройство основных дорог к ним, необходимо производить с учетом ландшафтных особенностей территории и ее устойчивости к техногенным воздействиям.

• Недопустимо движение автотранспорта и выполнение работ, связанных с строительством за пределами проектируемой площадки.

• Перед началом выполнения земляных работ, необходимо снять верхний, плодородный растительный слой, складировать его и в дальнейшем использовать при благоустройстве и озеленении территории.

• Повсеместно на рабочих местах соблюдать правила пожарной безопасности и технику безопасности. Необходимо так же провести инструктаж персонала о бережном отношении к природе, указать места, где работы должны быть проведены с особой тщательностью и осторожностью.

• После завершения работ осуществить очистку загрязненных участков, вывести отходы, бытовой и строительный мусор, уничтожить антропогенный рельеф (ямы, рытвины) и осуществить планировку территории.

• В местах загрязнения почв ГСМ провести механическую рекультивацию и, по возможности, произвести озеленение и благоустройство территории.

Компания регулярно проводит работы по озеленению ближайших населенных пунктов согласно меморандуму о сотрудничесве, заключенному с акиматом. Работы по озеленению санитарно-защитной зоны не предусмотрены в связи с климатическими условиями.

Проведение организационных мероприятий, направленных на упорядочение дорожной сети, сведение к минимуму количества проходов автотранспорта по бездорожью является важным фактором охраны почв и растительности - от деградации и необоснованного разрушения;

Подъездные дороги должны прокладываться с учетом особенностей экосистем участков их устойчивости к антропогенным воздействиям.

По окончании планируемых работ должна быть проведена техническая рекультивация отведенных земель.

Для эффективной охраны растительности от загрязнения и нарушения необходимо разработать план-график конкретных мероприятий, который наряду с имеющимися проектными решениями, будет включать следующие мероприятия:

• своевременный контроль состояния существующих временных (полевых) дорог для транспортировки временных сооружений, оборудования, материалов, людей;

• организация передвижения техники исключительно по санкционированным маршрутам с сокращением до минимума движения по бездорожью;

• принятие мер по ограничению распространения загрязнений в случаях разлива нефтепродуктов, сточных вод и различных химических веществ;

• принятие мер по оперативной очистке территории, загрязненной нефтепродуктами и другими загрязнителями;

• проведение просветительской работы по охране почв;

• неукоснительное выполнение мер по охране земель от загрязнения, разрушения и истощения.

Для предотвращения нежелательных последствий при проведении планируемых работ и сокращения площадей с уничтоженной и трансформированной растительностью необходимо выполнение комплекса мероприятий по охране растительности:

• свести к минимуму количество вновь прокладываемых грунтовых дорог;

• не допускать расширения дорожного полотна;

• осуществить профилактические мероприятия, способствующие прекращению роста площадей, подвергаемых воздействию при проведении работ;

• во избежание возгорания кустарников и травы необходимо соблюдать правила по технике безопасности.

12.8 Мероприятия по предотвращению негативных воздействий на животный мир

Для минимизации воздействия проектируемых работ на животный мир потребуется выполнение ряда природоохранных мероприятий, направленных на сохранение видового многообразия животных, охрану среды их обитания, условий размножения и путей миграции животных, сохранения целостности естественных сообществ.

Мероприятия должны включать следующие положения:

- пропаганда охраны животного мира;
- ограничения техногенной деятельности вблизи участков с большим биологическим

разнообразием;

- маркировка и ограждение опасных участков;
- создание ограждений для предотвращения попадания животных на производственные объекты;
- запрет на охоту в районе контрактной территории;
- разработка оптимальных маршрутов движения автотранспорта;
- ограничение скорости движения автотранспорта и снижение интенсивности движения в ночное время на месторождении.

Мониторинг состояния животного мира

Основными задачами производственного мониторинга за состоянием животного мира являются:

- оценка состояния животного мира на стационарных экологических площадках;
- определение особо чувствительных для представителей животного мира участков на месторождении.

Основной методикой сбора материала служат стандартные маршрутные пешие учеты земноводных, пресмыкающихся, птиц и отчасти млекопитающих.

Для установления видового состава и численности пресмыкающихся в биотопах с обнаженной почвенной поверхностью учетная полоса составляет в ширину 6-8 м, а на участках, сплошь покрытых растительностью, до 2 м. Длина маршрутов определяется емкостью биотопов. Данные учетов пересчитываются на 1 га.

Основным способом учета крупных хищных млекопитающих служит подсчет жилых нор и регистрация свежих следов. Мелких млекопитающих учитывают по стандартным методикам (ловушко-линии) с использованием ловушек «Геро» и капканов малого размера. Помимо этого, проводится сбор и анализ погадок хищных птиц (отрыгивание, непереваренные остатки пищи – шерсть, кости). Идентификация костных остатков в погадках хищных птиц, позволяет дополнить или уточнить фаунистический состав мелких млекопитающих в том или ином районе.

Для учета численности мелких грызунов (песчанок) используют маршрутно-колониальный метод, на основе которого вычисляют плотность зверьков на 1 га.

Птиц учитывают по общепринятым методам в полосе шириной 10-50 м, иногда до 500 м (в зависимости от особенностей местности и размеров птиц). Полученные данные пересчитывают на 1 га.

Кроме того, проводятся визуальные наблюдения за позвоночными животными и следами их жизнедеятельности при обходах местности и во время переездов на автомобиле.

Наблюдения на СЭП рекомендуется проводить не реже 1 раза в год.

Места закладки контрольных и мониторинговых площадок совпадают с участками, на

которых проводится мониторинг почв и растительности. Данные наблюдений на площадках регистрируются и служат в последующем для сравнительного анализа.

12.9 Мероприятия по снижению негативного воздействия физических факторов

Соблюдение действующего законодательства в части использования техники и оборудования, соответствующих ГОСТу, является основным мероприятием по защите от шума, вибрации и электромагнитного излучения персонала и населения.

На период проведения работ основные мероприятия по уменьшению уровней шума предусматривают:

- уменьшение шума в его источнике (замена шумных технологических процессов и механизмов бесшумными или менее шумными);

- систему сборки деталей агрегата, при которой сводятся к минимуму ошибки в сочленениях деталей (перекосы, неверные расстояния между центрами и т.п.);

- широкое применение смазки соударяющихся деталей вязкими жидкостями;

- оснащение агрегатов, создающих чрезмерный шум вследствие вихреобразования или выхлопа воздуха и газов (вентиляторы, воздуходувки, пневматические инструменты и машины, ДВС и т.п.) специальными глушителями;

- изменение направленности излучения шума (рациональное ориентирование источников шумообразования относительно рабочих мест);

- уменьшение шума на пути распространения (устройство звукоизолирующих ограждений, кожухов, экранов);

- применение для защиты органов слуха средств индивидуальной защиты от шума (беруши, наушники, шлемы, противошумные вкладыши, перекрывающих наружный слуховой проход; защитные каски с подшлемниками);

- замеры шума, вибрации, других опасных и вредных производственных факторов.

Борьбу с шумом проводят путем своевременного профилактического ремонта оборудования, подтягивания ослабевших соединений, своевременной смазки вращающихся частей. Для снижения шума от технологического оборудования предусмотрено: шумящие и вибрирующие механизмы заключены в кожухи, установлены гибкие связи, упругие прокладки и пружины; тяжелое вибрирующее оборудование устанавливается на самостоятельные фундаменты, применены вибробезопасные и малошумящие машины, дистанционное управление, сокращено время пребывания в условиях вибрации и шума, рабочие места не с постоянным пребыванием в компрессорных, а периодическим, с целью осмотра отдельных узлов, в обязательном порядке используются средства индивидуальной защиты.

При эксплуатации машин, а также при организации рабочих мест для устранения вредного воздействия на работающих повышенного уровня шума должны применяться:

- технические средства (уменьшение шума машин в источнике его образования);

- применение технологических процессов, при которых уровни звукового давления на рабочих местах не превышают допустимые значения;

- определение опасных и безопасных зон;

- применение звукопоглощающих, звукоизолирующих устройств и конструкций;

- снижение коэффициента направленности шумового излучения относительно интересующей территории;

- выбор оптимальной зоны ориентации и оптимального расстояния от источника шума;

- организационные мероприятия (выбор рационального режима труда и отдыха, сокращение времени нахождения в шумных условиях);

- зоны с уровнем звука свыше 80 дБ должны быть обозначены знаками безопасности;

-организационно-технические мероприятия по профилактике в части своевременного ремонта и смазки оборудования.

12.10 Мероприятия по управлению отходами

Мероприятия по управлению отходами производства и потребления включают следующие эффективные меры:

-временное складирование отходов раздельно по видам и классам опасности в специально предназначенные для этих целей емкости (контейнеры, бочки и др.);

- размещение отходов только на специально предназначенных для этого площадках и емкостях;

- утилизация всех видов отходов, не подлежащих вторичному использованию и переработке;

- своевременный вывоз образующихся и накопленных отходов, годных для дальнейшей транспортировки и переработки на специализированные предприятия;

- обеспечение сбора, хранения и удаления отходов в соответствии с требованиями охраны окружающей среды: отходы высокой степени опасности изолируются; несовместимые отходы физически разделяются; опасные отходы не смешиваются;

- транспортировка отходов осуществляется с использованием транспортных средств, оборудованных для данной цели;

- обеспечение герметичности емкостей для сбора отходов производства;

- составление паспортов отходов;

- проведение периодического аудита системы управления отходами;

- максимально возможное снижение объемов образования отходов за счет рационального использования сырья и материалов, используемых в производстве;

- рациональная закупка материалов в таких количествах, которые реально используются

на протяжении определенного промежутка времени, в течение которого они не будут переведены в разряд отходов;

- принятие мер предосторожности и проведение ежедневных профилактических работ для исключения утечек и проливов жидкого сырья и топлива;

- повторное использование отходов производства, для достижения снижения использования сырьевых материалов;

- заключение контрактов со специализированными компаниями на утилизацию отходов производства и потребления.

Предусматриваемая в проекте организация хранения, удаления и переработки отходов максимально предотвращает загрязнение окружающей среды.

Планирование мероприятий по снижению количества отходов, их повторному использованию, утилизации, регенерации создадут возможность минимизации воздействия на компоненты окружающей среды.

Разработка Программы управления отходами, планирование мероприятий по снижению количества отходов, их повторному использованию, утилизации, регенерации создадут возможность минимизации воздействия отходов на окружающую среду.

13 МЕРЫ ПО СОХРАНЕНИЮ И КОМПЕНСАЦИИ ПОТЕРИ БИОРАЗНООБРАЗИЯ

13.1 Основные определения по биологическому разнообразию

Биологическое разнообразие (Статья 239 ЭК) означает вариабельность живых организмов из всех источников, в том числе наземных, морских и иных водных экосистем и экологических комплексов, частью которых они являются, и включает в себя разнообразие в рамках вида, между видами и разнообразие экосистем.

Под экологической системой (экосистемой) понимается являющийся объективно существующей частью природной среды динамичный комплекс сообществ растений, животных и иных организмов, неживой среды их обитания, взаимодействующих как единое функциональное целое и связанных между собой обменом веществом и энергией, который имеет пространственно-территориальные границы.

Под средой обитания понимается тип местности или место естественного обитания того или иного организма или популяции.

Под природным ландшафтом понимается территория, которая не подверглась изменению в результате деятельности человека и характеризуется сочетанием определенных типов рельефа местности, почв, растительности, сформированных в единых климатических условиях.

Под биологическими ресурсами понимаются генетические ресурсы, организмы или их части, популяции или любые другие биотические компоненты экологических систем, имеющие фактическую или потенциальную полезность либо ценность для человечества.

Согласно Статьи 240, п.1, в целях сохранения биоразнообразия применяется следующая иерархия мер в порядке убывания их предпочтительности:

-первоочередными являются меры по предотвращению негативного воздействия;

-когда негативное воздействие на биоразнообразие невозможно предотвратить, должны быть приняты меры по его минимизации;

-когда негативное воздействие на биоразнообразие невозможно предотвратить или свести к минимуму, должны быть приняты меры по смягчению его последствий;

-в той части, в которой негативные воздействия на биоразнообразие не были предупреждены, сведены к минимуму или смягчены, должны быть приняты меры по компенсации потери биоразнообразия.

Под мерами по предотвращению негативного воздействия на биоразнообразие

понимаются меры, направленные на то, чтобы с самого раннего этапа планирования деятельности и в течение всего периода ее осуществления избегать любые воздействия на биоразнообразие.

Под мерами по минимизации негативного воздействия на биоразнообразие понимаются меры по сокращению продолжительности, интенсивности и (или) уровня воздействий (прямых и

косвенных), которые не были предотвращены.

Под мерами по смягчению последствий негативного воздействия на биоразнообразие понимаются меры, направленные на создание благоприятных условий для сохранения и восстановления биоразнообразия.

Согласно статье 241 ЭК РК, потерей биоразнообразия признается исчезновение или существенное сокращение популяций вида растительного и (или) животного мира на определенной территории (в акватории) в результате антропогенных воздействий.

Согласно статье 239, п. 5 ЭК РК, запрещается деятельность, вызывающая угрозу уничтожения генетического фонда живых организмов, потерю биоразнообразия и нарушение устойчивого функционирования экологических систем.

13.2 Мероприятия по предотвращению негативных воздействий на биоразнообразие, его минимизации, смягчению, оценка потерь биоразнообразия и мероприятия по их компенсации, а также по мониторингу проведения этих мероприятий и их эффективности

Запрещается деятельность, вызывающая угрозу уничтожения генетического фонда живых организмов, потерю биоразнообразия и нарушение устойчивого функционирования экологических систем.

В целях сохранения биоразнообразия применяется следующая иерархия мер в порядке убывания их предпочтительности:

1) первоочередными являются меры по предотвращению негативного воздействия;

2) когда негативное воздействие на биоразнообразие невозможно предотвратить, должны быть приняты меры по его минимизации;

3) когда негативное воздействие на биоразнообразие невозможно предотвратить или свести к минимуму, должны быть приняты меры по смягчению его последствий;

4) в той части, в которой негативные воздействия на биоразнообразие не были предупреждены, сведены к минимуму или смягчены, должны быть приняты меры по компенсации потери биоразнообразия.

Под мерами по предотвращению негативного воздействия на биоразнообразие понимаются меры, направленные на то, чтобы с самого раннего этапа планирования деятельности и в течение всего периода ее осуществления избегать любые воздействия на биоразнообразие.

Под мерами по минимизации негативного воздействия на биоразнообразие понимаются меры по сокращению продолжительности, интенсивности и (или) уровня воздействий (прямых и косвенных), которые не были предотвращены.

Под мерами по смягчению последствий негативного воздействия на биоразнообразие понимаются меры, направленные на создание благоприятных условий для сохранения и

восстановления биоразнообразия.

К числу мероприятий по снижению воздействия на растительный мир в процессе проектируемых работ можно отнести:

- движение автотранспорта только по отведенным дорогам;
- раздельный сбор отходов в специальных контейнерах;
- захоронение отходов производства и потребления на специально оборудованных полигонах;
- запрет на вырубку кустарников и разведение костров;
- проведение поэтапной технической рекультивации.

Мониторинг растительного покрова и мониторинг почв, как два взаимосвязанных компонента природной среды проводятся одновременно на стационарных экологических площадках.

Мониторинг растительности должен производиться в комплексе с изучением почвенного покрова. Это даст возможность более детально определить направление процессов природной и антропогенной динамики растительности и выявить негативные тенденции.

Интенсивность наблюдения также приурочена к периодичности отбора проб почв, но *не менее 1 раза в год.*

Слежение за растительным покровом осуществляется методом периодического описания фитоценозов, с указанием видового состава, обилия, общего и частного проективного покрытия растениями почвы, размещения видов, их фенологического развития и общего состояния.

Так же описываются экологические особенности местообитания, где особо отмечаются различные антропогенные воздействия, в том числе и загрязнения.

Результаты наблюдений регистрируются в специальных журналах. По результатам наблюдений определяется уровень воздействия объектов месторождения на состояние растительного покрова.

13.3 Мероприятия по предотвращению негативных воздействий на биоразнообразие

При проведении оценки воздействия на окружающую среду должны быть предусмотрены мероприятия по предотвращению, минимизации негативных воздействий на биоразнообразие, смягчению последствий таких воздействий.

Для снижения даже кратковременного и незначительного негативного влияния на животный мир, проектом предусматривается выполнение следующих мероприятий:

- снижение площадей нарушенных земель;

- применение современных технологий ведения работ;

- строгая регламентация ведения работ на участке;

-упорядочить движение автотранспорта по территории работ путем разработки оптимальных схем движения и обучения персонала;

- организовать сбор и вывоз отходов производства и потребления на полигоны и/или специализированные предприятия по мере заполнения контейнеров и мест временного складирования;

- во избежание разноса отходов контейнеры имеют плотные крышки;

- разработать мероприятия для предупреждения утечек топлива при доставке;

- заправку транспорта проводить в строго отведенных оборудованных местах;

- снижение активности передвижения транспортных средств ночью;

- исключение случаев браконьерства;

- инструктаж персонала о недопустимости охоты на животных и разорении птичьих гнезд;

- запрещение кормления и приманки диких животных;

- приостановка производственных работ при массовой миграции животных и птиц;

- просветительская работа экологического содержания;

- проведение всех видов деятельности в соответствии с требованиями экологических положений Республики Казахстан.

В целом проведение работ по реализации данного проекта на описываемых территориях окажет слабое воздействие на представителей животного мира.

При соблюдении этих мероприятий, потери и компенсации биоразнообразия не предусматриваются.

Снос зеленых насаждений проектом не предусматривается. Необходимость посадки зеленых насаждений в порядке компенсации отсутствует.

В связи с этим, угроза потери биоразнообразия на территории проектируемого объекта отсутствует, и соответственно компенсация по их потере не требуется.

Рекомендуется провести инструктаж персонала о бережном отношении к природе, указать места, где работы должны быть проведены с особой тщательностью иосторожностью.

14 КОМПЛЕКСНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ И СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКУЮ СФЕРУ

Экологические системы основаны на сложных взаимодействиях связанных индивидуальных компонентов и подсистем. Поэтому воздействие на один компонент может иметь эффект и на другие, которые могут быть в пространственном и временном отношении удалены от компонентов, которые подвергаются непосредственному воздействию.

14.1 Методика оценки воздействия на окружающую природную среду

Как показывает практика, наиболее приемлемым для решения комплексной оценки воздействия представляется использование трех основных показателей: пространственного и временного масштабов, и величины воздействия.

В таблице 14.1 представлены количественные характеристики критериев оценки.

Пространственный параметр воздействия определяется на основе анализа проектных технологических решений, математического моделирования процессов распространения загрязнения в окружающей среде или на основе экспертных оценок возможных последствий от воздействия намечаемой деятельности.

Приведенное в таблице разделение пространственных масштабов опирается на характерные размеры площади воздействия, которые известны из практики. В таблице также приведена количественная оценка пространственных параметров воздействия в условных баллах (рейтинг относительного воздействия).

Временной параметр воздействия на отдельные компоненты природной среды определяется на основе технического анализа, аналитических или экспертных оценок и выражается в четырёх категориях.

Величина (интенсивность) воздействия также оценивается в баллах.

Для определения значимости (интегральной оценки) воздействия намечаемой деятельности на отдельный элемент окружающей среды выполняется комплексирование полученных для данного компонента окружающей среды показателей воздействия. Комплексный балл воздействия определяется путем перемножения баллов показателей воздействия по площади, по времени и интенсивности. Значимость воздействия определяется по трем градациям. Градации интегральной оценки приведены в таблице 14.2.

Результаты комплексной оценки воздействия производственных работ на окружающую среду в штатном режиме работ представляются в табличной форме. Для каждого вида деятельности 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 природных сред, а по вертикали – перечень видов деятельности и соответствующие им источники и факторы воздействия. На пересечении этих граф выставляется показатель интегральной оценки (воздействие высокой, средней и низкой значимости). Такая таблица дает наглядное представление о прогнозируемых воздействиях на компоненты окружающей среды.

Таблица 14.1 - Шкала масштабов воздействия и градация экологических последствий

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 до 100 м от линейного объекта
Ограниченный (2)	Площадь воздействия до 10 км^2 для площадных объектов или на удалении до 1 км 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 на удалении более 10 км от линейного объекта
Временной масштаб воздействия	
Кратковременный (1)	Длительность воздействия до 6 месяцев
Средней продолжительности (2)	От 6 месяцев до 1 года
Продолжительный (3)	От 1 года до 3-х лет
Многолетний (4)	Продолжительность воздействия от 3-х лет и более
Интенсивность воздействия (обратимость изменения)	
Незначительная (1)	Изменения среды не выходят за существующие пределы природной изменчивости
Слабая (2)	Изменения среды превышают пределы природной изменчивости, но среда полностью самовосстанавливается
Умеренная (3)	Изменения среды превышают пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов природной среды. Природная среда сохраняет способность к самовосстановлению поврежденных элементов
Сильная (4)	Изменения среды 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)
Интегральная оценка воздействия (суммарная значимость воздействия)	
Воздействие низкой значимости (1-8)	Последствия воздействия испытываются, но величина воздействия достаточно низка, а также находится в пределах допустимых стандартов или рецепторы имеют низкую чувствительность / ценность
Воздействие средней значимости (9-27)	Может иметь широкий диапазон, начиная от порогового значения, ниже которого воздействие является низким, до уровня, почти нарушающего узаконенный предел. По мере возможности необходимо показывать факт снижения воздействия средней значимости
Воздействие высокой значимости (28-64)	Имеет место, когда превышены допустимые пределы интенсивности нагрузки на компонент природной среды или когда отмечаются воздействия большого масштаба, особенно в отношении ценных / чувствительных ресурсов

Таблица 14.2 - Матрица оценки воздействия на окружающую среду в штатном режиме

Категория воздействия, балл			Категория значимости	
Пространственный масштаб	**Временной масштаб**	**Интенсивность воздействия**	**Баллы**	**Значимость**

Локальный 1	Кратковременный 1	Незначительная 1	1-8	Воздействие низкой значимости
Ограниченный 2	Средней продолжительности 2	Слабая 2	9-27	Воздействие средней значимости
Местный 3	Продолжительный 3	Умеренная 3	28-64	Воздействие высокой значимости
Региональный 4	Многолетний 4	Сильная 4		

В отличие от социальной сферы, для природной среды не учитывается нулевое воздействие. Это связано с тем, что в отличие от социальной сферы, при любой деятельности будет оказываться воздействие на природную среду. Нулевое воздействие будет только при отсутствии планируемой деятельности.

14.2 Методика оценки воздействия на социально-экономическую сферу

При оценке изменений в состоянии показателей социально - экономической среды в данной методике используются приемы получения полуколичественной оценки в форме баллов.

Значимость воздействия непосредственно зависит от его физической величины. Понятие величины охватывает несколько факторов, среди которых основными являются:

- масштаб распространения воздействия (пространственный масштаб);
- масштаб продолжительности воздействия (временной масштаб);
- масштаб интенсивности воздействия.

Для каждого компонента социально - экономической среды уровни значимых площадных, временных воздействий и воздействий интенсивности дифференцируются по градациям. Для оценки всей совокупности последствий намечаемой деятельности на социальные и экономические условия, принимается пятиуровневая градация (с 1 до 5 баллов, с отрицательным и положительным знаком, ранжирующая как отрицательные, так и положительные факторы воздействия. Балл «0» проявляется в том случае, когда отрицательные воздействия компенсируются тем же уровнем положительных воздействий).

Каждую градацию воздействия проекта на компоненты социально – экономической среды определяют соответствующие критерии, представленные в таблице 14.2. Характеристика критериев учитывает специфику социально-экономических условий

республики и базируется на данных анализа многочисленных проектов, реализуемых на территории Республики Казахстан.

Таблица 14.3 - Шкала масштабов воздействия и градация экологических последствий на социально-экономическую среду

Масштаб воздействия (рейтинг относительного воздействия и нарушения)	**Показатели воздействия и ранжирование потенциальных нарушений**
Пространственный масштаб воздействия	
Нулевое (0)	Воздействие отсутствует
Точечное (1)	Воздействие проявляется на территории размещения объектов проекта

Локальное (2)	Воздействие проявляется на территории близлежащих населенных пунктов
Местное (3)	Воздействие проявляется на территории одного или нескольких административных районов
Региональное (4)	Воздействие проявляется на территории области
Национальное (5)	Воздействие проявляется на территории нескольких смежных областей или республики в целом
Временной масштаб воздействия	
Нулевое (0)	Воздействие отсутствует
Кратковременное (1)	Воздействие проявляется на протяжении менее 3-х месяцев
Средней продолжительности (2)	Воздействие проявляется на протяжении от одного сезона (больше 3 –х месяцев) до 1 года
Долговременное (3)	Воздействие проявляется в течение продолжительного периода (больше 1 года, но меньше 3-х лет). Обычно охватывает временные рамки строительства объектов проекта
Продолжительное (4)	Продолжительность воздействия от 3-х до 5 лет. Обычно соответствует выводу объекта на проектную мощность
Постоянное (5)	Продолжительность воздействия более 5 лет
Интенсивность воздействия (обратимость изменения)	
Нулевое (0)	Воздействие отсутствует
Незначительное (1)	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере соответствуют существовавшим до начала реализации проекта колебаниям изменчивости этого показателя
Слабое (2)	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере превышают существующие тенденции в изменении условий проживания в населенных пунктах
Умеренное (3)	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере превышают существующие условия среднерайонного уровня
Значительное (4)	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере превышают существующие условия среднеобластного уровня
Сильное (5)	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере превышают существующие условия среднереспубликанского уровня

Интегральная оценка воздействия представляет собой 2-х ступенчатый процесс.

На первом этапе, в соответствии с градациями масштабов воздействия, представленными в таблице 14.3, 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, представленный в таблице 14.4.

Таблица 14.4 - Матрица оценки воздействия на социально-экономическую сферу в штатном режиме

Итоговый балл	Итоговое воздействие
от плюс 1 до плюс 5	Низкое положительное воздействие
от плюс 6 до плюс 10	Среднее положительное воздействие

от плюс 11 до плюс 15	Высокое положительное воздействие
0	Воздействие отсутствует
от минус 1 до минус 5	Низкое отрицательное воздействие
от минус 6 до минус 10	Среднее отрицательное воздействие
от минус 11 до минус 15	Высокое отрицательное воздействие

14.3 Оценка воздействия на окружающую среду при нормальном (без аварий) режиме реализации проектных решений

Анализ рассмотренных материалов позволил сделать выводы по поводу воздействия намечаемой деятельности на основные компоненты окружающей среды.

Перечисленные выше и иные негативные дополнительные источники и факторы воздействия на компоненты окружающей среды, основные мероприятия по снижению воздействия представлены в таблице 14.5.

Таблица 14.5 – Оценка воздействия на компоненты окружающей среды, мероприятия по снижению негативного воздействия на окружающую среду

Компоненты окружающей среды	Факторы воздействия на окружающую среду	Мероприятия по снижению отрицательного техногенного воздействия на окружающую среду	Категории воздействия, балл			Категория значимости, балл
			Пространственный масштаб	Временной масштаб	Интенсивность воздействия	
Атмосфера	Работа основного и вспомогательного оборудования. Шумовые воздействия.	Профилактика и контроль оборудования. Использование противовыбросового оборудования. Контроль за состоянием атмосферного воздуха.	Местное воздействие (площадь воздействия в пределах 10-100 км^2 для площадных объектов или 1-10 км от линейного объекта)	Многолетнее воздействие (от 3-х лет и более)	Слабое воздействие (изменения среды превышают пределы природной изменчивости, но среда полностью самовосстанавливается)	Воздействие средней значимости
			3	4	2	24
Грунтовые и подземные воды	Возможное аварийное загрязнение вод.	Размещение объекта с учетом инженерно-геологических условий. Применение конструктивных решений, исключающих подпор грунтовых вод или уменьшение инфильтрационного питания. Оперативная ликвидация аварийных разливов.	Ограниченное воздействие (площадь воздействия до 10 км^2 для площадных объектов или на удалении до 1 км от линейного объекта)	Многолетнее воздействие (от 3-х лет и более)	Умеренное воздействие (Изменения среды превышают пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов природной среды. Природная среда сохраняет способность к самовосстановлению поврежденных элементов)	Воздействие средней значимости
			2	4	3	24
Недра	Термоэрозия. Просадки. Грифонообразование. Внутрипластовые перетоки флюида.	Изоляция водоносных горизонтов. Герметичность подземного и наземного оборудования. Тщательное планирование размещения различных сооружений.	Ограниченное воздействие (площадь воздействия до 10 км^2 для площадных объектов или на удалении до 1 км от линейного объекта)	Многолетнее воздействие (от 3-х лет и более)	Сильное воздействие (компонент природной среды теряет способность к самовосстановлению)	Воздействие высокой значимости
			2	4	4	32
Ландшафты	Механические нарушения. Возникновение техногенных форм рельефа. Оврагообразование и эрозия.	Оптимизация размещения площадок и прочих объектов. Рекультивация земель. Запрет на движение транспорта вне дорог.	Ограниченное воздействие (площадь воздействия до 10 км^2 для площадных объектов или на удалении до 1 км от линейного объекта)	Многолетнее воздействие (от 3-х лет и более)	Слабое воздействие (94% от земельного отвода временно выведено вследствие расположения объектов, с последующей рекультивацией в том числе и биологической)	Воздействие средней значимости

			2	4	2	16
Почвы	Нарушение и загрязнение почвенно-растительного слоя.	Создание системы контроля за состоянием почв. Профилактика и ликвидация аварийных разливов. Запрет на движение транспорта вне дорог.	Ограниченное воздействие (площадь воздействия до 10 км^2 для площадных объектов или на удалении до 1 км от линейного объекта)	Многолетнее воздействие (от 3-х лет и более)	Умеренное воздействие (механическими воздействиями нарушены гумусо-аккумулятивный горизонт, нарушено его сложение и структура, уплотнение иллювиального горизонта, активизируются эрозионные процессы, без образования новых форм, загрязнение почв нефтяными углеводородами и/или другими веществами вызывает изменение физико-химических свойств с сохранением направленности основных почвообразовательных процессов и режимов, приобретенные свойства не доминируют над природными, сохраняется способность почв к самовосстановлению)	Воздействие средней значимости
			2	4	3	24
Растительность	Уничтожение травяного покрова. Химическое, тепловое и электромагнитное воздействие. Иссушение.	Противопожарные мероприятия. Запрет на движение транспорта вне дорог.	Ограниченное воздействие (площадь воздействия до 10 км^2 для площадных объектов или на удалении до 1 км от линейного объекта)	Многолетнее воздействие (от 3-х лет и более)	Умеренное воздействие (Изменения среды превышают пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов природной среды. Природная среда сохраняет способность к самовосстановлению поврежденных элементов)	Воздействие низкой значимости
			2	4	3	24

Животный мир	Незначительное уменьшение мест обитания. Фактор беспокойства. Шум от работающих агрегатов.	Строительство специальных ограждений. Обустройство мест на размещение отходов. Создание маркировок на объектах и сооружениях.	Ограниченное воздействие (площадь воздействия до 10 км^2 для площадных объектов или на удалении до 1 км от линейного объекта)	Многолетнее воздействие (от 3-х лет и более)	Умеренное воздействие (Изменения среды превышают пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов природной среды. Природная среда сохраняет способность к самовосстановлению поврежденных элементов)	Воздействие низкой значимости
			2	4	3	24

Таким образом, влияние проектируемых работ на окружающую среду согласно интегральной оценке равной 184 (среднее значение 23 балла).

Анализируя степень вышеперечисленных критериев на каждый компонент окружающей среды по каждому из вариантов разработки можно сказать, что ожидаемое экологическое воздействие на окружающую среду на контрактной территории месторождений допустимо принять как:

- ***Ограниченное воздействие*** (площадь воздействия до 10 км^2 для площадных объектов или на удалении до 1 км от линейного объекта);
- ***Умеренное воздействие*** (среда сохраняет способность к самовосстановлению);
- ***Многолетнее воздействие*** (постоянное).

Таким образом, интегральная оценка воздействия разработки месторождения оценивается как ***воздействие средней значимости.***

14.4 Оценка воздействия объекта на социально-экономическую среду

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 воздействиям при строительстве скважины представлены в таблице 14.6.

Таблица 14.6 – Оценка воздействия на компоненты социально-экономической среды, мероприятия по снижению негативного воздействия

Компоненты социально-экономической среды	Характеристика воздействия на социально-экономическую среды	Мероприятия по снижению отрицательного техногенного воздействия на социально-экономическую среду	Категории воздействия, балл			Категория значимости, балл
			Пространственный масштаб	Временной масштаб	Интенсивность воздействия	
Трудовая занятость	Дополнительные рабочие места	Положительное воздействие	Местное (воздействие проявляется на территории одного или нескольких административных районов)	Постоянное (воздействие более 5 лет)	Умеренное (отклонение превышает существующие условия среднерайонного уровня)	Высокое положительное воздействие
			+3	+5	+3	+11
Доходы и уровень жизни населения	Увеличение доходов населения, увеличение покупательской способности, повышение уровня и качества жизни, развитие инфраструктуры	Положительное воздействие	Местное (воздействие проявляется на территории одного или нескольких административных районов)	Постоянное (воздействие более 5 лет)	Умеренное (отклонение превышает существующие условия среднерайонного уровня)	Высокое положительное воздействие
			+3	+5	+3	+11
Здоровье населения	Профессиональные заболевания	Соблюдение правил техники безопасности и охраны труда	Точечное (воздействие проявляется на территории размещения объекта)	Продолжительное (воздействие от 3х до 5 лет)	Незначительное (отклонения соответствуют существовавшим до начала реализации проекта колебаниям изменчивости)	Среднее отрицательное воздействие
			-1	-5	-1	-7
Демографическая ситуация	Приток молодежи	Положительное воздействие	Местное (воздействие проявляется на территории одного или нескольких административных районов)	Постоянное (воздействие более 5 лет)	Слабое (отклонения превышают существующие тенденции в изменении условий проживания в населенных пунктах)	Среднее положительное воздействие
			+3	+5	+2	+10

Образование и научно-техническая сфера	Потребность в квалифицированных специалистах, улучшение качества знаний	Положительное воздействие	Региональное (воздействие проявляется на территории области)	Постоянное (воздействие более 5 лет)	Незначительное (отклонения соответствуют существовавшим до начала реализации проекта колебаниям изменчивости)	Среднее положительное воздействие
			+4	+5	+1	+10
Рекреационные ресурсы	-	-	Воздействие отсутствует 0	Воздействие отсутствует 0	Воздействие отсутствует 0	Воздействие отсутствует 0
Памятники истории и культуры	«Случайные археологические находки»	Положительное воздействие	Точечное (воздействие проявляется на территории размещения объектов проекта)	Постоянное (воздействие более 5 лет)	Незначительное (отклонения соответствуют существовавшим до начала реализации проекта колебаниям изменчивости)	Среднее положительное воздействие
			+1	+5	+1	+7
Экономическое развитие территории	Инвестиционная привлекательность региона, экономический и промышленный потенциал региона, поступление налоговых поступлений в местный бюджет	Положительное воздействие	Региональное (воздействие проявляется на территории области)	Постоянное (воздействие более 5 лет)	Слабое (отклонения превышают существующие тенденции в изменении условий проживания в населенных пунктах)	Среднее положительное воздействие
			+4	+5	+2	+11
Наземный транспорт	Дополнительные средства из местного бюджета для финансирования ремонта и строительства дорог	Положительное воздействие	Местное (воздействие проявляется на территории одного или нескольких административных районов)	Постоянное (воздействие более 5 лет)	Незначительное (отклонения соответствуют существовавшим до начала реализации проекта колебаниям изменчивости)	Среднее положительное воздействие
			+3	+5	+1	+9

Землепользование	Изъятие во временное пользование и частную собственность земель сельскохозяйственного назначения	Оптимизация размещения площадок и прочих объектов. Рекультивация земель.	Точечное (воздействие проявляется на территории размещения объекта)	Продолжительное (воздействие от 3х до 5 лет)	Умеренное (отклонение превышает существующие условия среднерайонного уровня)	Среднее отрицательное воздействие
			-1	-4	-3	-8
Сельское хозяйство	Изъятие во временное пользование и частную собственность земель сельскохозяйственного назначения	Оптимизация размещения площадок и прочих объектов. Рекультивация земель.	Точечное (воздействие проявляется на территории размещения объекта)	Постоянное (воздействие более 5 лет)	Умеренное (отклонение превышает существующие условия среднерайонного уровня)	Среднее отрицательное воздействие
			-1	-5	-3	-9
Внешнеэкономическая деятельность	Экономический и промышленный потенциал региона, инвестиционная привлекательность региона	Положительное воздействие	Региональное (воздействие проявляется на территории области)	Постоянное (воздействие более 5 лет)	Умеренное (отклонение превышает существующие условия среднерайонного уровня)	Высокое положительное воздействие
			+4	+5	+3	+12

Производственная деятельность в рамках реализации проекта будет осуществляться в пределах Атырауской области и может повлечь за собой изменение социальных условий региона как в сторону улучшения благ и увеличения выгод местного населения в сферах экономики, просвещения, здравоохранения и других, так и сторону ухудшения социальной и экологической ситуации в результате непредвиденных неблагоприятных последствий аварийных ситуаций. Однако вероятность возникновения аварийных ситуаций незначительна.

В целом, проектируемые работы, согласно интегральной оценке, внесут ***низкое отрицательное воздействие*** по некоторым компонентам, и низкие ***положительные изменения*** в социально-экономическую сферу региона в зависимости от компонента.

15 ЦЕЛИ, МАСШТАБЫ И СРОКИ ПРОВЕДЕНИЯ ПОСЛЕПРОЕКТНОГО АНАЛИЗА

Согласно Экологическому кодексу республики Казахстан (Статья 67. Стадии оценки воздействия на окружающую среду) послепроектный анализ фактических воздействий при реализации намечаемой деятельности является последней стадией проведения оценки воздействия на окружающую среду.

В соответствии со Статьей 78 ЭК РК послепроектный анализ фактических воздействий при реализации намечаемой деятельности (далее - послепроектный анализ) будет проведен составителем отчета о возможных воздействиях.

Цель проведения послепроектного анализа - подтверждение соответствия реализованной намечаемой деятельности отчету о возможных воздействиях и заключению по результатам проведения оценки воздействия на окружающую среду.

Сроки проведения послепроектного анализа - послепроектный анализ будет начат не ранее чем через двенадцать месяцев и завершен не позднее чем через восемнадцать месяцев после ликвидации, оказывающего негативное воздействие на окружающую среду.

Не позднее срока, указанного выше, 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.

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.

16 СПОСОБЫ И МЕРЫ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ НА СЛУЧАИ ПРЕКРАЩЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Для уменьшения влияния работ на состояние окружающей среды предусматривается комплекс мероприятий.

• упорядоченное движение транспорта и другой техники по территории работ, разработка оптимальных схем движения.

• применение новейшего отечественного и импортного оборудования, с учетом максимального сгорания топлива и минимальными выбросами ЗВ в ОС;

• техосмотр и техобслуживание автотранспорта и спецтехники, а также контроль токсичности выбросов, что обеспечивается плановыми проверками работающего на участках работ транспорта;

• 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 СО и углеводородов;

• Соблюдение природоохранных требований законодательных и нормативных актов Республики Казахстан, внутренних документов и стандартов компании;

• применение современных технологий ведения работ;

• использование экологически безопасных техники и горюче-смазочных материалов;

• проведение земляных работ в наиболее благоприятные периоды с наименьшим негативным воздействием на почвы и растительность (зима);

• своевременное проведение работ по рекультивации земель;

• сбор отработанного масла и утилизация его согласно законам Казахстана

• установка контейнеров для мусора

• установка портативных туалетов и утилизация отходов.

Согласно п.2 статьи 238 Экологического Кодекса недропользователи при проведении операций по недропользованию, а также иные лица при выполнении строительных и других работ, связанных с нарушением земель, обязаны:

1) содержать занимаемые земельные участки в состоянии, пригодном для дальнейшего использования их по назначению;

2) до начала работ, связанных с нарушением земель, снять плодородный слой почвы и обеспечить его сохранение и использование в дальнейшем для целей рекультивации нарушенных земель;

3) проводить рекультивацию нарушенных земель.

17 ОПИСАНИЕ МЕТОДОЛОГИИ ИССЛЕДОВАНИЙ И СВЕДЕНИЯ ОБ ИСТОЧНИКАХ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ, ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ПРИ СОСТАВЛЕНИИ ОТЧЕТА О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

При составлении Отчета о возможных воздействиях использовались следующие источники экологической информации:

1) Экологический кодекс Республики Казахстан от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК;

2) Кодекс Республики Казахстан от 27 декабря 2017 года № 125-VI «О недрах и недропользовании» (с изменениями и дополнениями от 01.07.2021 г.);

3) Земельный Кодекс Республики Казахстан от 20 июня 2003 года, № 442-II ЗРК (с изменениями и дополнениями по состоянию на 06.07.2021 г.);

4) Кодекс Республики Казахстан от 07 июля 2020 № 360-VI «О здоровье народа и системе здравоохранения» (с изменениями по состоянию на 24.06.2021 г.);

5) Водный кодекс Республики Казахстан от 9 июля 2003 года, № 481-II ЗРК (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.07.2021 г.);

6) Лесной Кодекс Республики Казахстан от 8 июля 2003 года, № 477-II ЗРК (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.07.2021 г.);

7) Закон Республики Казахстан «Об особо охраняемых природных территориях» от 7 июля 2006 года № 175- III ЗРК (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.07.2021 г.);

8) Закон Республики Казахстан от 26 декабря 2019 года № 288-VI «Об охране и использовании объектов историко-культурного наследия»;

9) Закон Республики Казахстан от 23 апреля 1998 года № 219-I «О радиационной безопасности населения» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 25.02.2021 г.);

10) Закон Республики Казахстан от 16 июля 2001 года № 242-II «Об архитектурной, градостроительной и строительной деятельности в Республике Казахстан» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.07.2021 г.);

11) Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 15 июня 2018 года № 239 «Об утверждении Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр» (с изменениями и дополнениями от 20.08.2021 г.);

12) Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 22 июня 2021 года № 206 Об утверждении методики расчета лимитов накопления отходов и лимитов захоронения отходов;

13) Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека» утвержденный и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 января 2022года №ҚР ДСМ -2;

14) Об утверждении Гигиенических нормативов к атмосферному воздуху в городских и сельских населенных пунктах, на территориях промышленных организаций. Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 2 августа 2022 года № ҚР ДСМ-70;

15) Об утверждении гигиенических нормативов к обеспечению радиационной безопасности. Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 2 августа 2022 года № ҚР ДСМ-71;

16) РНД 211.2.02.09-2004 г. Астана 2005 г. «Методическое указание по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров»;

17) РНД 211.2.02.04-2004, Астана, 2005 г. «Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок»;

18) РНД 211.2.02.03-2004, Астана, 2005 г. «Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах»;

19) РНД 211.2.02.06-2004. «Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при механической обработке металлов (по величинам удельных выбросов);

20) РНД 211.2.02.05-2004, Астана, 2004 г. «Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при нанесении лакокрасочных материалов (по величинам удельных выбросов)»;

21) РД 39-142-00 «Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования»;

22) Методика расчета выбросов вредных веществ от предприятий дорожно-строительной отрасли, в т.ч. АБЗ. Приложение №12 к приказу Министра ООС РК от 18 апреля 2008 г. № 100-п.;

23) Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов. Приказ Министра ООС РК от 29 июля 2011 года № 196-п.;

24) ГОСТ 17.5.3.04 - 83 Охрана природы. Земли. Общие требования к рекультивации земель;

25) ГОСТ 17.5.1.02 - 85 Охрана природы. Земли. Классификация нарушенных земель для рекультивации;

26) ГОСТ 32220-2013 «Вода питьевая, расфасованная в емкости. Общие технические условия»;

27) ГОСТ 12.1.003-2014 «ССБТ. Шум. Общие требования безопасности». Введен на территории Республики Казахстан с 1 января 2016 года (Приложение к приказу Председателя Комитета технического регулирования и метрологии Министерство по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 30 октября 2015 года № 217-од);

28) СП РК 2.04-01-2017 «Строительная климатология» (с изменениями от 01.04.2019 г.);

29) Об утверждении Гигиенических нормативов показателей безопасности хозяйственно-питьевого и культурно-бытового водопользования. Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 24 ноября 2022 года № ҚР ДСМ-138;

30) Об утверждении Гигиенических нормативов к физическим факторам, оказывающим воздействие на человека. Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 16 февраля 2022 года № ҚР ДСМ-15;

31) Об утверждении Санитарных правил "Санитарно-эпидемиологические требования к зданиям и сооружениям производственного назначения" Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 3 августа 2021 года № ҚР ДСМ-72;

32) Об утверждении санитарных правил "Санитарно-эпидемиологические требования к объектам коммунального назначения" Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 26 июля 2022 года № ҚР ДСМ-67;

33) Об утверждении Санитарных правил "Санитарно-эпидемиологические требования к объектам промышленности"Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 февраля 2022 года № ҚР ДСМ -13;

34) Об утверждении Санитарных правил "Санитарно-эпидемиологические требования к

осуществлению производственного контроля" Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 7 апреля 2023 года № 62;

35) Об утверждении Санитарных правил "Санитарно-эпидемиологические требования к административным и жилым зданиям"Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 16 июня 2022 года № ҚР ДСМ-52;

36) Об утверждении Санитарных правил "Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления" Приказ и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 25 декабря 2020 года № ҚР ДСМ-331/2020;

37) Об утверждении Санитарных правил "Санитарно-эпидемиологические требования к транспортным средствам для перевозки пассажиров и грузов" Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 января 2021 года № ҚР ДСМ-5;

38) Об утверждении Санитарных правил "Санитарно-эпидемиологические требования к радиационно-опасным объектам" Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 25 августа 2022 года № ҚР ДСМ-90;

39) Санитарные правила "Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда и бытового обслуживания при строительстве, реконструкции, ремонте и вводе в эксплуатацию строительных объектов" Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 16 июня 2021 года № ҚР ДСМ – 49;

40) СН РК 4.01-01-2011 «Внутренний водопровод и канализация зданий и сооружений»;

41) Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 16 июня 2021 года № КР ДСМ-49 Об утверждении Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда и бытового обслуживания при строительстве, реконструкции, ремонте и вводе, эксплуатации объектов строительства»;

42) «Санитарно-эпидемиологические требования к водоисточникам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов». Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 20 февраля 2023 года №26;

43) Приказ и.о. Министра национальной экономики Республики Казахстан от 17 апреля 2015 года № 346 «Об утверждении Инструкции по разработке проектов рекультивации нарушенных земель»;

44) Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280. «Об утверждении инструкции по организации проведению экологической оценки»;

45) Приказ и.о.Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 3 августа 2021 года № 286 «Об утверждении Правил проведения общественных слушаний»;

46) Приказ и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 9 августа 2021 года №319 Об утверждении Правил выдачи экологических разрешений, представления декларации о воздействии на окружающую среду, а также форм бланков экологического разрешения на воздействие и порядка их заполнения;

47) 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»;

48) Приказа и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 9 августа 2021 года № 318 Об утверждении Правил разработки программы

управления отходами;

49) Приказ и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 6 августа 2021 года № 314 Об утверждении Классификатора отходов;

50) Приказ и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 19 июля 2021 года № 261 Об утверждении Правил разработки и утверждения лимитов накопления отходов и лимитов захоронения отходов, представления и контроля отчётности об управлении отходами;

51) Приказ Министра экологии, геологи и природных ресурсов РК № 250 от 14.07.2021 года «Об утверждении Правил разработки программы производственного экологического контроля объектов I и II категорий, ведения внутреннего учета, формирования и предоставления периодических отчетов по результатам производственного экологического контроля»;

52) Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан № 208 от 22 июня 2021 года «Об утверждении Правил ведения автоматизированной системы мониторинга эмиссий в окружающую среду при проведении производственного экологического контроля».

18 ОПИСАНИЕ ТРУДНОСТЕЙ, ВОЗНИКШИХ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ИССЛЕДОВАНИЙ И СВЯЗАННЫХ С ОТСУТСВИЕМ ТЕХНИЧЕСКИХ ВОЗМОЖНОСТЕЙ И НЕДОСТАТОЧНЫМ УРОВНЕМ СОВРЕМЕННЫХ НАУЧНЫХ ЗНАНИЙ

Основные трудности, которые возникли при разработке «Отчета о возможных воздействиях», связаны с недоработками методических указаний по разработке Отчета:

Инструкция по организации и проведению экологической оценки содержит много повторений, приложение 2 к инструкции — это сбор повторной информации в каждом пункте, необходима доработка и корректировка данной инструкции.

Инструкция по организации и проведению экологической оценки содержит много новых терминов и понятий, которые требуют разъяснений и точных формулировок.

СПИСОК ПРИЛОЖЕНИЙ

ПРИЛОЖЕНИЕ 1 – РАСЧЕТЫ ВЫБРОСОВ ЗЯГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ

ПРИЛОЖЕНИЕ 2 – ПАРАМЕТРЫ ВЫБРОСОВ ЗЯГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ

ПРИЛОЖЕНИЕ 3 – РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ РАССЕИВАНИЯ ЗЯГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРНОМ ВОЗДУХЕ В ВИДЕ КАРТ-СХЕМ ИЗОЛИНИЙ

ПРИЛОЖЕНИЕ 4 – КАРТА-СХЕМА РАЗМЕЩЕНИЯ ИСТОЧНИКОВ ВЫБРОСОВ

ПРИЛОЖЕНИЕ 5 - Фоновая справка с РГП «Казгидромет»

ПРИЛОЖЕНИЕ 6 – Меморандум на озеленение

ПРИЛОЖЕНИЕ 7 – КОПИЯ КОНТРАКТА НА ОСУЩЕСТВЛЕНИЕ ДОБЫЧИ НЕФТЕГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ МАТИН В ПРЕДЕЛАХ БЛОКА XXIV-15-A (ЧАСТИЧНО), B (ЧАСТИЧНО), РАСПОЛОЖЕННОГО НА ТЕРРИТОРИИ КЫЗЫЛКУГИНСКОГО РАЙОНА АТЫРАУСКОЙ ОБЛАСТИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

ПРИЛОЖЕНИЕ 8 – КОПИИ ДОГОВОРОВ ПЕРЕДАЧИ ОТХОДОВ НА УТИЛИЗАЦИЮ

ПРИЛОЖЕНИЕ 9 – ГОСУДАРСТВЕННАЯ ЛИЦЕНЗИЯ

ПРИЛОЖЕНИЕ 1 – РАСЧЕТЫ ВЫБРОСОВ ЗЯГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ

1-вариант

2025 год

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: №0001 Технологический резервуар нефти (РВС №1), 1000м3
Источник выделения: №0001, дыхательный клапан
Список литературы:
1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих
веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п 5.
Вид выброса, ***VV*** = **Выбросы паров нефти и бензинов**
Нефтепродукт, ***NPNAME*** = **Сырая нефть**
Минимальная температура смеси, гр.С, ***TMIN*** = **-30**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** = **0.09**
KTMIN = **0.09**
Максимальная температура смеси, гр.С, ***TMAX*** = **26**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** = **0.67**
KTMAX = **0.67**
Режим эксплуатации, ***_NAME_*** = **"буферная емкость" (все типы резервуаров)**
Конструкция резервуаров, ***_NAME_*** = **Наземный вертикальный**
Объем одного резервуара данного типа, м3, ***VI*** = **1000**
Количество резервуаров данного типа, ***NR*** = **1**
Количество групп одноцелевых резервуаров, ***KNR*** = **1**
Категория веществ, ***_NAME_*** = **А, Б, В**
Значение Kpsr (Прил.8), ***KPSR*** = **0.1**
Значение Kpmax (Прил.8), ***KPM*** = **0.1**
Коэффициент , ***KPSR*** = **0.1**
Коэффициент, ***KPMAX*** = **0.1**
Общий объем резервуаров, м3, ***V*** = **1000**
Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, ***B*** = **103510**
Плотность смеси, т/м3, ***RO*** = **0.8570**
Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), ***NN = B / (RO · V)*** = **103510 / (0.857 · 1000) = 120.8**
Коэффициент (Прил. 10), ***KOB*** = **1.35**
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой
из резервуара во время его закачки, м3/час, ***VCMAX*** = **13.1849**
Давление паров смеси, мм.рт.ст., ***PS*** = **2.4752**
, ***P*** = **2.4752**
Коэффициент, ***KB*** = **1**
Температура начала кипения смеси, гр.С, ***TKIP*** = **164.2721**
Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, ***MRS = 0.6 · TKIP + 45*** = **0.6 · 164.2721 + 45 = 143.6**
Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), ***M = 0.294 · PS · MRS · (KTMAX · KB + KTMIN) · KPSR · KOB · B / (10^7 · RO)*** = **0.294 · 2.4752 · 143.6 · (0.67 · 1 + 0.09) · 0.1 · 1.35 · 103510 / (10^7 · 0.857) = 0.1295**
Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), ***G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX) / 10^4*** = **(0.163 · 2.4752 · 143.6 · 0.67 · 0.1 · 1 · 13.1849) / 10^4 = 0.00512**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **72.46**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **72.46 · 0.1295 / 100 = 0.0938357**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **72.46 · 0.00512 / 100 = 0.003709952**

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **26.8**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **26.8 · 0.1295 / 100 = 0.0347060**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **26.8 · 0.00512 / 100 = 0.00137216**

Примесь: 0602 Бензол (64)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **0.35**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), *_M_* = ***CI · M / 100*** = **0.35 · 0.1295 / 100 = 0.00045325**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), *_G_* = ***CI · G / 100*** = **0.35 · 0.00512 / 100 = 0.00001792**

Примесь: 0621 Метилбензол (349)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **0.22**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), *_M_* = ***CI · M / 100*** = **0.22 · 0.1295 / 100 = 0.0002849**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), *_G_* = ***CI · G / 100*** = **0.22 · 0.00512 / 100 = 0.000011264**

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **0.11**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), *_M_* = ***CI · M / 100*** = **0.11 · 0.1295 / 100 = 0.00014245**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), *_G_* = ***CI · G / 100*** = **0.11 · 0.00512 / 100 = 0.000005632**

Код	*Наименование ЗВ*	*Выброс г/с*	*Выброс т/год*
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.003709952	0.0938357
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.00137216	0.034706
0602	Бензол (64)	0.00001792	0.00045325
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000005632	0.00014245
0621	Метилбензол (349)	0.000011264	0.0002849

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: №0002 Резервуар сбора нефти (РВС №2), 1000м3
Источник выделения: №0002, дыхательный клапан
Список литературы:
1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п 5.

Вид выброса, ***VV*** = **Выбросы паров нефти и бензинов**
Нефтепродукт, ***NPNAME*** = **Сырая нефть**
Минимальная температура смеси, гр.С, ***TMIN*** = **-30**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** = **0.09**
KTMIN = **0.09**
Максимальная температура смеси, гр.С, ***TMAX*** = **26**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** = **0.67**
KTMAX = **0.67**
Режим эксплуатации, *_NAME_* = **"буферная емкость" (все типы резервуаров)**
Конструкция резервуаров, *_NAME_* = **Наземный вертикальный**
Объем одного резервуара данного типа, м3, ***VI*** = **1000**
Количество резервуаров данного типа, ***NR*** = **1**
Количество групп одноцелевых резервуаров, ***KNR*** = **1**
Категория веществ, *_NAME_* = **А, Б, В**
Значение Kpsr (Прил.8), ***KPSR*** = **0.1**
Значение Kpmax (Прил.8), ***KPM*** = **0.1**
Коэффициент , ***KPSR*** = **0.1**
Коэффициент, ***KPMAX*** = **0.1**
Общий объем резервуаров, м3, ***V*** = **1000**
Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, ***B*** = **103510**
Плотность смеси, т/м3, ***RO*** = **0.8570**
Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), ***NN = B / (RO · V)*** = **103510 / (0.857 · 1000) = 120.8**
Коэффициент (Прил. 10), ***KOB*** = **1.35**
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки, м3/час, ***VCMAX*** = **13.1849**
Давление паров смеси, мм.рт.ст., ***PS*** = **2.4752**
, ***P*** = **2.4752**
Коэффициент, ***KB*** = **1**
Температура начала кипения смеси, гр.С, ***TKIP*** = **164.2721**
Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, ***MRS = 0.6 · TKIP + 45*** = **0.6 · 164.2721 + 45 = 143.6**
Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), ***M = 0.294 · PS · MRS · (KTMAX · KB + KTMIN) · KPSR · KOB · B / (10^7 · RO)*** = **0.294 · 2.4752 · 143.6 · (0.67 · 1 + 0.09) · 0.1 · 1.35 · 103510 / (10^7 · 0.857) = 0.1295**

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), ***G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX) / 10⁴ = (0.163 · 2.4752 · 143.6 · 0.67 · 0.1 · 1 · 13.1849) / 10⁴ = 0.00512***

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI = 72.46***
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100 = 72.46 · 0.1295 / 100 = 0.0938357***
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100 = 72.46 · 0.00512 / 100 = 0.003709952***

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI = 26.8***
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100 = 26.8 · 0.1295 / 100 = 0.0347060***
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100 = 26.8 · 0.00512 / 100 = 0.00137216***

Примесь: 0602 Бензол (64)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI = 0.35***
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100 = 0.35 · 0.1295 / 100 = 0.00045325***
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100 = 0.35 · 0.00512 / 100 = 0.00001792***

Примесь: 0621 Метилбензол (349)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI = 0.22***
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100 = 0.22 · 0.1295 / 100 = 0.0002849***
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100 = 0.22 · 0.00512 / 100 = 0.000011264***

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI = 0.11***
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100 = 0.11 · 0.1295 / 100 = 0.00014245***
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100 = 0.11 · 0.00512 / 100 = 0.000005632***

Код	*Наименование ЗВ*	*Выброс г/с*	*Выброс т/год*
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.003709952	0.0938357
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.00137216	0.034706
0602	Бензол (64)	0.00001792	0.00045325
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000005632	0.00014245
0621	Метилбензол (349)	0.000011264	0.0002849

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: №0003 Технологический резервуар нефти (РВС №3), 1000м3
Источник выделения: №0003, дыхательный клапан
Список литературы:
1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих
веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п 5.
Вид выброса, ***VV* = Выбросы паров нефти и бензинов**
Нефтепродукт, ***NPNAME* = Сырая нефть**
Минимальная температура смеси, гр.С, ***TMIN* = -30**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT* = 0.09**
***KTMIN* = 0.09**
Максимальная температура смеси, гр.С, ***TMAX* = 26**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT* = 0.67**
***KTMAX* = 0.67**
Режим эксплуатации, ***_NAME_* = "буферная емкость" (все типы резервуаров)**
Конструкция резервуаров, ***_NAME_* = Наземный вертикальный**
Объем одного резервуара данного типа, м3, ***VI* = 1000**
Количество резервуаров данного типа, ***NR* = 1**
Количество групп одноцелевых резервуаров, ***KNR* = 1**
Категория веществ, ***_NAME_* = А, Б, В**
Значение Kpsr (Прил.8), ***KPSR* = 0.1**
Значение Kpmax (Прил.8), ***KPM* = 0.1**
Коэффициент , ***KPSR* = 0.1**
Коэффициент, ***KPMAX* = 0.1**

Общий объем резервуаров, м3, ***V*** **= 1000**
Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, ***B*** **= 103510**
Плотность смеси, т/м3, ***RO*** **= 0.8570**
Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), ***NN = B / (RO · V)*** **= 103510 / (0.857 · 1000) = 120.8**
Коэффициент (Прил. 10), ***KOB*** **= 1.35**
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой
из резервуара во время его закачки, м3/час, ***VCMAX*** **= 13.1849**
Давление паров смеси, мм.рт.ст., ***PS*** **= 2.4752**
, ***P*** **= 2.4752**
Коэффициент, ***KB*** **= 1**
Температура начала кипения смеси, гр.С, ***TKIP*** **= 164.2721**
Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, ***MRS = 0.6 · TKIP + 45*** **= 0.6 · 164.2721 + 45 = 143.6**
Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), ***M = 0.294 · PS · MRS · (KTMAX · KB + KTMIN) · KPSR · KOB · B / (10^7 · RO)*** **= 0.294 · 2.4752 · 143.6 · (0.67 · 1 + 0.09) · 0.1 · 1.35 · 103510 / (10^7 · 0.857) = 0.1295**
Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), ***G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX) / 10^4*** **= (0.163 · 2.4752 · 143.6 · 0.67 · 0.1 · 1 · 13.1849) / 10^4 = 0.00512**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 72.46**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 72.46 · 0.1295 / 100 = 0.0938357**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 72.46 · 0.00512 / 100 = 0.003709952**

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 26.8**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 26.8 · 0.1295 / 100 = 0.0347060**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 26.8 · 0.00512 / 100 = 0.00137216**

Примесь: 0602 Бензол (64)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 0.35**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 0.35 · 0.1295 / 100 = 0.00045325**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 0.35 · 0.00512 / 100 = 0.00001792**

Примесь: 0621 Метилбензол (349)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 0.22**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 0.22 · 0.1295 / 100 = 0.0002849**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 0.22 · 0.00512 / 100 = 0.000011264**

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 0.11**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 0.11 · 0.1295 / 100 = 0.00014245**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 0.11 · 0.00512 / 100 = 0.000005632**

Код	*Наименование ЗВ*	*Выброс г/с*	*Выброс т/год*
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.003709952	0.0938357
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.00137216	0.034706
0602	Бензол (64)	0.00001792	0.00045325
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000005632	0.00014245
0621	Метилбензол (349)	0.000011264	0.0002849

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: №0004 Технологический резервуар нефти (РВС №4), 2000м3
Источник выделения: №0004, дыхательный клапан
Список литературы:
1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих
веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п 5.
Вид выброса, ***VV*** **= Выбросы паров нефти и бензинов**
Нефтепродукт, ***NPNAME*** **= Сырая нефть**
Минимальная температура смеси, гр.С, ***TMIN*** **= -30**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** **= 0.09**
KTMIN **= 0.09**

Максимальная температура смеси, гр.С, ***TMAX*** **= 26**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** **= 0.67**
KTMAX **= 0.67**
Режим эксплуатации, ***_NAME_*** **= "буферная емкость" (все типы резервуаров)**
Конструкция резервуаров, ***_NAME_*** **= Наземный вертикальный**
Объем одного резервуара данного типа, м3, ***VI*** **= 2000**
Количество резервуаров данного типа, ***NR*** **= 1**
Количество групп одноцелевых резервуаров, ***KNR*** **= 1**
Категория веществ, ***_NAME_*** **= А, Б, В**
Значение Kpsr (Прил.8), ***KPSR*** **= 0.1**
Значение Kpmax (Прил.8), ***KPM*** **= 0.1**
Коэффициент , ***KPSR*** **= 0.1**
Коэффициент, ***KPMAX*** **= 0.1**
Общий объем резервуаров, м3, ***V*** **= 2000**
Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, ***B*** **= 103510**
Плотность смеси, т/м3, ***RO*** **= 0.8570**
Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), ***NN = B / (RO · V)*** **= 103510 / (0.857 · 2000) = 60.4**
Коэффициент (Прил. 10), ***KOB*** **= 1.745**
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой
из резервуара во время его закачки, м3/час, ***VCMAX*** **= 13.1849**
Давление паров смеси, мм.рт.ст., ***PS*** **= 2.4752**
, ***P*** **= 2.4752**
Коэффициент, ***KB*** **= 1**
Температура начала кипения смеси, гр.С, ***TKIP*** **= 164.2721**
Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, ***MRS = 0.6 · TKIP + 45*** **= 0.6 · 164.2721 + 45 = 143.6**
Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), ***M = 0.294 · PS · MRS · (KTMAX · KB + KTMIN) · KPSR · KOB · B / (10^7 · RO)*** **= 0.294 · 2.4752 · 143.6 · (0.67 · 1 + 0.09) · 0.1 · 1.745 · 103510 / (10^7 · 0.857) = 0.1674**
Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), ***G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX) / 10^4*** **= (0.163 · 2.4752 · 143.6 · 0.67 · 0.1 · 1 · 13.1849) / 10^4 = 0.00512**

<u>Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)</u>
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 72.46**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 72.46 · 0.1674 / 100 = 0.12129804**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 72.46 · 0.00512 / 100 = 0.003709952**

<u>Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)</u>
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 26.8**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 26.8 · 0.1674 / 100 = 0.0448632**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 26.8 · 0.00512 / 100 = 0.00137216**

<u>Примесь: 0602 Бензол (64)</u>
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 0.35**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 0.35 · 0.1674 / 100 = 0.0005859**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 0.35 · 0.00512 / 100 = 0.00001792**

<u>Примесь: 0621 Метилбензол (349)</u>
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 0.22**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 0.22 · 0.1674 / 100 = 0.00036828**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 0.22 · 0.00512 / 100 = 0.000011264**

<u>Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)</u>
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 0.11**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 0.11 · 0.1674 / 100 = 0.00018414**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 0.11 · 0.00512 / 100 = 0.000005632**

Код	*Наименование ЗВ*	*Выброс г/с*	*Выброс т/год*
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.003709952	0.12129804
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.00137216	0.0448632
0602	Бензол (64)	0.00001792	0.0005859
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000005632	0.00018414
0621	Метилбензол (349)	0.000011264	0.00036828

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: № 0005 Резервуар хранения нефти (РВС №5), 1000м3
Источник выделения: №0005, дыхательный клапан
Список литературы:
1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих
веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п 5.
Вид выброса, ***VV*** = **Выбросы паров нефти и бензинов**
Нефтепродукт, ***NPNAME*** = **Сырая нефть**
Минимальная температура смеси, гр.С, ***TMIN*** = **-30**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** = **0.09**
KTMIN = **0.09**
Максимальная температура смеси, гр.С, ***TMAX*** = **26**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** = **0.67**
KTMAX = **0.67**
Режим эксплуатации, ***_NAME_*** = **"буферная емкость" (все типы резервуаров)**
Конструкция резервуаров, ***_NAME_*** = **Наземный вертикальный**
Объем одного резервуара данного типа, м3, ***VI*** = **1000**
Количество резервуаров данного типа, ***NR*** = **1**
Количество групп одноцелевых резервуаров, ***KNR*** = **1**
Категория веществ, ***_NAME_*** = **А, Б, В**
Значение Kpsr (Прил.8), ***KPSR*** = **0.1**
Значение Kpmax (Прил.8), ***KPM*** = **0.1**
Коэффициент , ***KPSR*** = **0.1**
Коэффициент, ***KPMAX*** = **0.1**
Общий объем резервуаров, м3, ***V*** = **1000**
Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, ***B*** = **103510**
Плотность смеси, т/м3, ***RO*** = **0.8570**
Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), ***NN = B / (RO · V)*** = **103510 / (0.857 · 1000) = 120.8**
Коэффициент (Прил. 10), ***KOB*** = **1.35**
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой
из резервуара во время его закачки, м3/час, ***VCMAX*** = **13.1849**
Давление паров смеси, мм.рт.ст., ***PS*** = **2.4752**
, ***P*** = **2.4752**
Коэффициент, ***KB*** = **1**
Температура начала кипения смеси, гр.С, ***TKIP*** = **164.2721**
Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, ***MRS = 0.6 · TKIP + 45*** = **0.6 · 164.2721 + 45 = 143.6**
Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), ***M = 0.294 · PS · MRS · (KTMAX · KB + KTMIN) · KPSR · KOB · B / (10^7 · RO)*** = **0.294 · 2.4752 · 143.6 · (0.67 · 1 + 0.09) · 0.1 · 1.35 · 103510 / (10^7 · 0.857) = 0.1295**
Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), ***G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX) / 10^4*** = **(0.163 · 2.4752 · 143.6 · 0.67 · 0.1 · 1 · 13.1849) / 10^4 = 0.00512**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **72.46**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **72.46 · 0.1295 / 100 = 0.0938357**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **72.46 · 0.00512 / 100 = 0.003709952**

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **26.8**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **26.8 · 0.1295 / 100 = 0.0347060**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **26.8 · 0.00512 / 100 = 0.00137216**

Примесь: 0602 Бензол (64)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **0.35**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **0.35 · 0.1295 / 100 = 0.00045325**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **0.35 · 0.00512 / 100 = 0.00001792**

Примесь: 0621 Метилбензол (349)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **0.22**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **0.22 · 0.1295 / 100 = 0.0002849**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **0.22 · 0.00512 / 100 = 0.000011264**

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI* = 0.11**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100* = 0.11 · 0.1295 / 100 = 0.00014245**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100* = 0.11 · 0.00512 / 100 = 0.000005632**

Код	*Наименование ЗВ*	*Выброс г/с*	*Выброс т/год*
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.003709952	0.0938357
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.00137216	0.034706
0602	Бензол (64)	0.00001792	0.00045325
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000005632	0.00014245
0621	Метилбензол (349)	0.000011264	0.0002849

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: №6001 Площадка 113-ти скважин
Источник выделения: №6001, ЗРА и ФС
Список литературы:
1. "Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов" от 29 июля 2011 года № 196-п;
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005;
3. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005.

Наименование оборудования: **Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)**
Наименование технологического потока: Поток №8
Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), ***Q* = 0.012996**
Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), ***X* = 0.365**
Общее количество данного оборудования, шт., ***N* = 339**
Среднее время работы данного оборудования, час/год, ***_T_* = 8760**
Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), ***G = X · Q · N* = 0.365 · 0.012996 · 339 = 1.608**
Суммарная утечка всех компонентов, г/с, ***G = G / 3.6* = 1.608 / 3.6 = 0.447**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C* = 72.46**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_ = G · C / 100* = 0.447 · 72.46 / 100 = 0.3238962**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / 10^6* = 0.3238962 · 8760 · 3600 / 10^6 = 10.2143905632**

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C* = 26.8**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_ = G · C / 100* = 0.447 · 26.8 / 100 = 0.119796**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / 10^6* = 0.119796 · 8760 · 3600 / 10^6 = 3.777886656**

Примесь: 0602 Бензол (64)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C* = 0.35**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_ = G · C / 100* = 0.447 · 0.35 / 100 = 0.0015645**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / 10^6* = 0.0015645 · 8760 · 3600 / 10^6 = 0.049338072**

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C* = 0.11**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_ = G · C / 100* = 0.447 · 0.11 / 100 = 0.0004917**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / 10^6* = 0.0004917 · 8760 · 3600 / 10^6 = 0.0155062512**

Примесь: 0621 Метилбензол (349)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C* = 0.22**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_ = G · C / 100* = 0.447 · 0.22 / 100 = 0.0009834**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / 10^6* = 0.0009834 · 8760 · 3600 / 10^6 = 0.0310125024**

Наименование оборудования: **Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)**
Наименование технологического потока: Поток №8
Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), ***Q* = 0.000396**
Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), ***X* = 0.05**

Общее количество данного оборудования, шт., ***N*** = **1017**
Среднее время работы данного оборудования, час/год, ***_T_*** = **8760**
Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), ***G = X · Q · N*** = **0.05 · 0.000396 · 1017 = 0.02014**
Суммарная утечка всех компонентов, г/с, ***G = G / 3.6*** = **0.02014 / 3.6 = 0.0056**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** = **72.46**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_ = G · C / 100*** = **0.0056 · 72.46 / 100 = 0.00405776**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / 10^6*** = **0.00405776 · 8760 · 3600 / 10^6 = 0.12796551936**

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** = **26.8**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_ = G · C / 100*** = **0.0056 · 26.8 / 100 = 0.0015008**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / 10^6*** = **0.0015008 · 8760 · 3600 / 10^6 = 0.0473292288**

Примесь: 0602 Бензол (64)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** = **0.35**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_ = G · C / 100*** = **0.0056 · 0.35 / 100 = 0.0000196**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / 10^6*** = **0.0000196 · 8760 · 3600 / 10^6 = 0.0006181056**

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** = **0.11**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_ = G · C / 100*** = **0.0056 · 0.11 / 100 = 0.00000616**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / 10^6*** = **0.00000616 · 8760 · 3600 / 10^6 = 0.00019426176**

Примесь: 0621 Метилбензол (349)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** = **0.22**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_ = G · C / 100*** = **0.0056 · 0.22 / 100 = 0.00001232**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / 10^6*** = **0.00001232 · 8760 · 3600 / 10^6 = 0.00038852352**

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	***Технологич. поток***	***Общее кол-во, шт.***	***Время работы, ч/г***
Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	339	8760
Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	1017	8760

Итоговая таблица:

Код	***Наименование ЗВ***	***Выброс г/с***	***Выброс т/год***
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.3238962	10.3423560826
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.119796	3.8252158848
0602	Бензол (64)	0.0015645	0.0499561776
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0004917	0.01570051296
0621	Метилбензол (349)	0.0009834	0.03140102592

2026 год

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: №0001 Технологический резервуар нефти (РВС №1), 1000м3
Источник выделения: №0001, дыхательный клапан
Список литературы:
1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих
веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п 5.
Вид выброса, ***VV*** = **Выбросы паров нефти и бензинов**
Нефтепродукт, ***NPNAME*** = **Сырая нефть**
Минимальная температура смеси, гр.С, ***TMIN*** = **-30**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** = **0.09**

KTMIN **= 0.09**
Максимальная температура смеси, гр.С, ***TMAX*** **= 26**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** **= 0.67**
KTMAX **= 0.67**
Режим эксплуатации, ***_NAME_*** **= "буферная емкость" (все типы резервуаров)**
Конструкция резервуаров, ***_NAME_*** **= Наземный вертикальный**
Объем одного резервуара данного типа, м3, ***VI*** **= 1000**
Количество резервуаров данного типа, ***NR*** **= 1**
Количество групп одноцелевых резервуаров, ***KNR*** **= 1**
Категория веществ, ***_NAME_*** **= А, Б, В**
Значение Kpsr (Прил.8), ***KPSR*** **= 0.1**
Значение Kpmax (Прил.8), ***KPM*** **= 0.1**
Коэффициент, ***KPSR*** **= 0.1**
Коэффициент, ***KPMAX*** **= 0.1**
Общий объем резервуаров, м3, ***V*** **= 1000**
Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, ***B*** **= 97240**
Плотность смеси, т/м3, ***RO*** **= 0.8570**
Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), ***NN = B / (RO · V)*** **= 97240 / (0.857 · 1000) = 113.5**
Коэффициент (Прил. 10), ***KOB*** **= 1.35**
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой
из резервуара во время его закачки, м3/час, ***VCMAX*** **= 12.6355**
Давление паров смеси, мм.рт.ст., ***PS*** **= 2.4752**
, ***P*** **= 2.4752**
Коэффициент, ***KB*** **= 1**
Температура начала кипения смеси, гр.С, ***TKIP*** **= 164.2721**
Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, ***MRS = 0.6 · TKIP + 45*** **= 0.6 · 164.2721 + 45 = 143.6**
Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), ***M = 0.294 · PS · MRS · (KTMAX · KB + KTMIN) · KPSR · KOB · B / (10^7 · RO)*** **= 0.294 · 2.4752 · 143.6 · (0.67 · 1 + 0.09) · 0.1 · 1.35 · 97240 / (10^7 · 0.857) = 0.1217**
Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), ***G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX) / 10^4*** **= (0.163 · 2.4752 · 143.6 · 0.67 · 0.1 · 1 · 12.6355) / 10^4 = 0.0049**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 72.46**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 72.46 · 0.1217 / 100 = 0.08818382**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 72.46 · 0.0049 / 100 = 0.00355054**

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 26.8**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 26.8 · 0.1217 / 100 = 0.0326156**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 26.8 · 0.0049 / 100 = 0.0013132**

Примесь: 0602 Бензол (64)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 0.35**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 0.35 · 0.1217 / 100 = 0.00042595**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 0.35 · 0.0049 / 100 = 0.00001715**

Примесь: 0621 Метилбензол (349)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 0.22**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 0.22 · 0.1217 / 100 = 0.00026774**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 0.22 · 0.0049 / 100 = 0.00001078**

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 0.11**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 0.11 · 0.1217 / 100 = 0.00013387**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 0.11 · 0.0049 / 100 = 0.00000539**

Код	*Наименование ЗВ*	*Выброс г/с*	*Выброс т/год*
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.00355054	0.08818382
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0013132	0.0326156
0602	Бензол (64)	0.00001715	0.00042595
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00000539	0.00013387
0621	Метилбензол (349)	0.00001078	0.00026774

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: №0002, Технологический резервуар нефти (РВС №2), 1000м3
Источник выделения: №0002, дыхательный клапан
Список литературы:
1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п 5.
Вид выброса, ***VV*** = **Выбросы паров нефти и бензинов**
Нефтепродукт, ***NPNAME*** = **Сырая нефть**
Минимальная температура смеси, гр.С, ***TMIN*** = **-30**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** = **0.09**
KTMIN = **0.09**
Максимальная температура смеси, гр.С, ***TMAX*** = **26**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** = **0.67**
KTMAX = **0.67**
Режим эксплуатации, ***_NAME_*** = **"буферная емкость" (все типы резервуаров)**
Конструкция резервуаров, ***_NAME_*** = **Наземный вертикальный**
Объем одного резервуара данного типа, м3, ***VI*** = **1000**
Количество резервуаров данного типа, ***NR*** = **1**
Количество групп одноцелевых резервуаров, ***KNR*** = **1**
Категория веществ, ***_NAME_*** = **А, Б, В**
Значение Kpsr (Прил.8), ***KPSR*** = **0.1**
Значение Kpmax (Прил.8), ***KPM*** = **0.1**
Коэффициент , ***KPSR*** = **0.1**
Коэффициент, ***KPMAX*** = **0.1**
Общий объем резервуаров, м3, ***V*** = **1000**
Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, ***B*** = **97240**
Плотность смеси, т/м3, ***RO*** = **0.8570**
Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), ***NN = B / (RO · V)*** = **97240 / (0.857 · 1000) = 113.5**
Коэффициент (Прил. 10), ***KOB*** = **1.35**
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки, м3/час, ***VCMAX*** = **12.6355**
Давление паров смеси, мм.рт.ст., ***PS*** = **2.4752**
, ***P*** = **2.4752**
Коэффициент, ***KB*** = **1**
Температура начала кипения смеси, гр.С, ***TKIP*** = **164.2721**
Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, ***MRS = 0.6 · TKIP + 45*** = **0.6 · 164.2721 + 45 = 143.6**
Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), ***M = 0.294 · PS · MRS · (KTMAX · KB + KTMIN) · KPSR · KOB · B / (10^7 · RO)*** = **0.294 · 2.4752 · 143.6 · (0.67 · 1 + 0.09) · 0.1 · 1.35 · 97240 / (10^7 · 0.857) = 0.1217**
Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), ***G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX) / 10^4*** = **(0.163 · 2.4752 · 143.6 · 0.67 · 0.1 · 1 · 12.6355) / 10^4 = 0.0049**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **72.46**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **72.46 · 0.1217 / 100 = 0.08818382**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **72.46 · 0.0049 / 100 = 0.00355054**

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **26.8**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **26.8 · 0.1217 / 100 = 0.0326156**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **26.8 · 0.0049 / 100 = 0.0013132**

Примесь: 0602 Бензол (64)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **0.35**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **0.35 · 0.1217 / 100 = 0.00042595**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **0.35 · 0.0049 / 100 = 0.00001715**

Примесь: 0621 Метилбензол (349)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **0.22**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **0.22 · 0.1217 / 100 = 0.00026774**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **0.22 · 0.0049 / 100 = 0.00001078**

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 0.11**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_*** **=** ***CI · M / 100*** **= 0.11 · 0.1217 / 100 = 0.00013387**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_*** **=** ***CI · G / 100*** **= 0.11 · 0.0049 / 100 = 0.00000539**

Код	*Наименование ЗВ*	*Выброс г/с*	*Выброс т/год*
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.00355054	0.08818382
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0013132	0.0326156
0602	Бензол (64)	0.00001715	0.00042595
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00000539	0.00013387
0621	Метилбензол (349)	0.00001078	0.00026774

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: №0003, Технологический резервуар нефти (РВС №3), 1000м3
Источник выделения: №0003, дыхательный клапан
Список литературы:
1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих
веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п 5.
Вид выброса, ***VV*** **= Выбросы паров нефти и бензинов**
Нефтепродукт, ***NPNAME*** **= Сырая нефть**
Минимальная температура смеси, гр.С, ***TMIN*** **= -30**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** **= 0.09**
KTMIN **= 0.09**
Максимальная температура смеси, гр.С, ***TMAX*** **= 26**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** **= 0.67**
KTMAX **= 0.67**
Режим эксплуатации, ***_NAME_*** **= "буферная емкость" (все типы резервуаров)**
Конструкция резервуаров, ***_NAME_*** **= Наземный вертикальный**
Объем одного резервуара данного типа, м3, ***VI*** **= 1000**
Количество резервуаров данного типа, ***NR*** **= 1**
Количество групп одноцелевых резервуаров, ***KNR*** **= 1**
Категория веществ, ***_NAME_*** **= А, Б, В**
Значение Kpsr (Прил.8), ***KPSR*** **= 0.1**
Значение Kpmax (Прил.8), ***KPM*** **= 0.1**
Коэффициент , ***KPSR*** **= 0.1**
Коэффициент, ***KPMAX*** **= 0.1**
Общий объем резервуаров, м3, ***V*** **= 1000**
Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, ***B*** **= 97240**
Плотность смеси, т/м3, ***RO*** **= 0.8570**
Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), ***NN*** **=** ***B / (RO · V)*** **= 97240 / (0.857 · 1000) = 113.5**
Коэффициент (Прил. 10), ***KOB*** **= 1.35**
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой
из резервуара во время его закачки, м3/час, ***VCMAX*** **= 12.6355**
Давление паров смеси, мм.рт.ст., ***PS*** **= 2.4752**
, ***P*** **= 2.4752**
Коэффициент, ***KB*** **= 1**
Температура начала кипения смеси, гр.С, ***TKIP*** **= 164.2721**
Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, ***MRS*** **=** ***0.6 · TKIP + 45*** **= 0.6 · 164.2721 + 45 = 143.6**
Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), ***M = 0.294 · PS · MRS · (KTMAX · KB + KTMIN) · KPSR · KOB · B / (10^7 · RO)*** **= 0.294 · 2.4752 · 143.6 · (0.67 · 1 + 0.09) · 0.1 · 1.35 · 97240 / (10^7 · 0.857) = 0.1217**
Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), ***G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX) / 10^4*** **= (0.163 · 2.4752 · 143.6 · 0.67 · 0.1 · 1 · 12.6355) / 10^4 = 0.0049**

<u>Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)</u>
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 72.46**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_*** **=** ***CI · M / 100*** **= 72.46 · 0.1217 / 100 = 0.08818382**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_*** **=** ***CI · G / 100*** **= 72.46 · 0.0049 / 100 = 0.00355054**

<u>Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)</u>
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 26.8**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_*** **=** ***CI · M / 100*** **= 26.8 · 0.1217 / 100 = 0.0326156**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 26.8 · 0.0049 / 100 = 0.0013132**

Примесь: 0602 Бензол (64)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 0.35**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 0.35 · 0.1217 / 100 = 0.00042595**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 0.35 · 0.0049 / 100 = 0.00001715**

Примесь: 0621 Метилбензол (349)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 0.22**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 0.22 · 0.1217 / 100 = 0.00026774**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 0.22 · 0.0049 / 100 = 0.00001078**

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 0.11**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 0.11 · 0.1217 / 100 = 0.00013387**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 0.11 · 0.0049 / 100 = 0.00000539**

Код	*Наименование ЗВ*	*Выброс г/с*	*Выброс т/год*
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.00355054	0.08818382
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0013132	0.0326156
0602	Бензол (64)	0.00001715	0.00042595
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00000539	0.00013387
0621	Метилбензол (349)	0.00001078	0.00026774

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: №0004, Технологический резервуар нефти (РВС №4), 2000м3
Источник выделения: №0004, дыхательный клапан
Список литературы:
1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих
веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п 5.
Вид выброса, ***VV*** **= Выбросы паров нефти и бензинов**
Нефтепродукт, ***NPNAME*** **= Сырая нефть**
Минимальная температура смеси, гр.С, ***TMIN*** **= -30**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** **= 0.09**
KTMIN **= 0.09**
Максимальная температура смеси, гр.С, ***TMAX*** **= 26**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** **= 0.67**
KTMAX **= 0.67**
Режим эксплуатации, ***_NAME_*** **= "буферная емкость" (все типы резервуаров)**
Конструкция резервуаров, ***_NAME_*** **= Наземный вертикальный**
Объем одного резервуара данного типа, м3, ***VI*** **= 2000**
Количество резервуаров данного типа, ***NR*** **= 1**
Количество групп одноцелевых резервуаров, ***KNR*** **= 1**
Категория веществ, ***_NAME_*** **= А, Б, В**
Значение Kpsr (Прил.8), ***KPSR*** **= 0.1**
Значение Kpmax (Прил.8), ***KPM*** **= 0.1**
Коэффициент , ***KPSR*** **= 0.1**
Коэффициент, ***KPMAX*** **= 0.1**
Общий объем резервуаров, м3, ***V*** **= 2000**
Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, ***B*** **= 97240**
Плотность смеси, т/м3, ***RO*** **= 0.8570**
Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), ***NN = B / (RO · V)*** **= 97240 / (0.857 · 2000) = 56.7**
Коэффициент (Прил. 10), ***KOB*** **= 1.79**
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой
из резервуара во время его закачки, м3/час, ***VCMAX*** **= 12.6355**
Давление паров смеси, мм.рт.ст., ***PS*** **= 2.4752**
, ***P*** **= 2.4752**
Коэффициент, ***KB*** **= 1**
Температура начала кипения смеси, гр.С, ***TKIP*** **= 164.2721**
Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, ***MRS = 0.6 · TKIP + 45*** **= 0.6 · 164.2721 + 45 = 143.6**

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), ***M = 0.294 · PS · MRS · (KTMAX · KB + KTMIN) · KPSR · KOB · B / (10^7 · RO)*** **= 0.294 · 2.4752 · 143.6 · (0.67 · 1 + 0.09) · 0.1 · 1.79 · 97240 / (10^7 · 0.857) = 0.1613**
Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), ***G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX) / 10^4*** **= (0.163 · 2.4752 · 143.6 · 0.67 · 0.1 · 1 · 12.6355) / 10^4 = 0.0049**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 72.46**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_*** **= *CI · M / 100* = 72.46 · 0.1613 / 100 = 0.11687798**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_*** **= *CI · G / 100* = 72.46 · 0.0049 / 100 = 0.00355054**

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 26.8**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_*** **= *CI · M / 100* = 26.8 · 0.1613 / 100 = 0.0432284**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_*** **= *CI · G / 100* = 26.8 · 0.0049 / 100 = 0.0013132**

Примесь: 0602 Бензол (64)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 0.35**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_*** **= *CI · M / 100* = 0.35 · 0.1613 / 100 = 0.00056455**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_*** **= *CI · G / 100* = 0.35 · 0.0049 / 100 = 0.00001715**

Примесь: 0621 Метилбензол (349)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 0.22**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_*** **= *CI · M / 100* = 0.22 · 0.1613 / 100 = 0.00035486**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_*** **= *CI · G / 100* = 0.22 · 0.0049 / 100 = 0.00001078**

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 0.11**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_*** **= *CI · M / 100* = 0.11 · 0.1613 / 100 = 0.00017743**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_*** **= *CI · G / 100* = 0.11 · 0.0049 / 100 = 0.00000539**

Код	***Наименование ЗВ***	***Выброс г/с***	***Выброс т/год***
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.00355054	0.11687798
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0013132	0.0432284
0602	Бензол (64)	0.00001715	0.00056455
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00000539	0.00017743
0621	Метилбензол (349)	0.00001078	0.00035486

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: №0005, Резервуар хранения нефти (РВС №5), 1000м3
Источник выделения: №0005, дыхательный клапан
Список литературы:
1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих
веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п 5.
Вид выброса, ***VV*** **= Выбросы паров нефти и бензинов**
Нефтепродукт, ***NPNAME*** **= Сырая нефть**
Минимальная температура смеси, гр.С, ***TMIN*** **= -30**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** **= 0.09**
KTMIN **= 0.09**
Максимальная температура смеси, гр.С, ***TMAX*** **= 26**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** **= 0.67**
KTMAX **= 0.67**
Режим эксплуатации, ***_NAME_*** **= "буферная емкость" (все типы резервуаров)**
Конструкция резервуаров, ***_NAME_*** **= Наземный вертикальный**
Объем одного резервуара данного типа, м3, ***VI*** **= 1000**
Количество резервуаров данного типа, ***NR*** **= 1**
Количество групп одноцелевых резервуаров, ***KNR*** **= 1**
Категория веществ, ***_NAME_*** **= А, Б, В**
Значение Kpsr (Прил.8), ***KPSR*** **= 0.1**
Значение Kpmax (Прил.8), ***KPM*** **= 0.1**
Коэффициент, ***KPSR*** **= 0.1**

Коэффициент, ***KPMAX*** = **0.1**
Общий объем резервуаров, м3, ***V*** = **1000**
Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, ***B*** = **97240**
Плотность смеси, т/м3, ***RO*** = **0.8570**
Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), ***NN = B / (RO · V)*** = **97240 / (0.857 · 1000) = 113.5**
Коэффициент (Прил. 10), ***KOB*** = **1.35**
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой
из резервуара во время его закачки, м3/час, ***VCMAX*** = **12.6355**
Давление паров смеси, мм.рт.ст., ***PS*** = **2.4752**
, ***P*** = **2.4752**
Коэффициент, ***KB*** = **1**
Температура начала кипения смеси, гр.С, ***TKIP*** = **164.2721**
Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, ***MRS = 0.6 · TKIP + 45*** = **0.6 · 164.2721 + 45 = 143.6**
Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), ***M = 0.294 · PS · MRS · (KTMAX · KB + KTMIN) · KPSR · KOB · B / (10^7 · RO)*** = **0.294 · 2.4752 · 143.6 · (0.67 · 1 + 0.09) · 0.1 · 1.35 · 97240 / (10^7 · 0.857) = 0.1217**
Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), ***G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX) / 10^4*** = **(0.163 · 2.4752 · 143.6 · 0.67 · 0.1 · 1 · 12.6355) / 10^4 = 0.0049**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **72.46**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **72.46 · 0.1217 / 100 = 0.08818382**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **72.46 · 0.0049 / 100 = 0.00355054**

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **26.8**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **26.8 · 0.1217 / 100 = 0.0326156**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **26.8 · 0.0049 / 100 = 0.0013132**

Примесь: 0602 Бензол (64)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **0.35**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **0.35 · 0.1217 / 100 = 0.00042595**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **0.35 · 0.0049 / 100 = 0.00001715**

Примесь: 0621 Метилбензол (349)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **0.22**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **0.22 · 0.1217 / 100 = 0.00026774**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **0.22 · 0.0049 / 100 = 0.00001078**

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **0.11**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **0.11 · 0.1217 / 100 = 0.00013387**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **0.11 · 0.0049 / 100 = 0.00000539**

Код	***Наименование ЗВ***	***Выброс г/с***	***Выброс т/год***
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.00355054	0.08818382
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0013132	0.0326156
0602	Бензол (64)	0.00001715	0.00042595
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00000539	0.00013387
0621	Метилбензол (349)	0.00001078	0.00026774

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: №6001 Площадка 113-ти скважин
Источник выделения: №6001, ЗРА и ФС
Список литературы:
1. "Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов" от 29 июля 2011 года № 196-п;
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
3. Методические указания по определению выбросов загрязняющих
веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: **Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)**
Наименование технологического потока: Поток №8
Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.012996$
Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.365$
Общее количество данного оборудования, шт., $N = 339$
Среднее время работы данного оборудования, час/год, $_T_ = 8760$
Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.365 \cdot 0.012996 \cdot 339 = 1.608$
Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 1.608 / 3.6 = 0.447$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 72.46$
Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100 = 0.447 \cdot 72.46 / 100 = 0.3238962$
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.3238962 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 10.2143905632$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 26.8$
Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100 = 0.447 \cdot 26.8 / 100 = 0.119796$
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.119796 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 3.777886656$

Примесь: 0602 Бензол (64)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.35$
Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100 = 0.447 \cdot 0.35 / 100 = 0.0015645$
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.0015645 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.049338072$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.11$
Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100 = 0.447 \cdot 0.11 / 100 = 0.0004917$
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.0004917 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0155062512$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.22$
Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100 = 0.447 \cdot 0.22 / 100 = 0.0009834$
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.0009834 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0310125024$

Наименование оборудования: **Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)**
Наименование технологического потока: Поток №8
Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.000396$
Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.05$
Общее количество данного оборудования, шт., $N = 1017$
Среднее время работы данного оборудования, час/год, $_T_ = 8760$
Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.05 \cdot 0.000396 \cdot 1017 = 0.02014$
Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.02014 / 3.6 = 0.0056$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 72.46$
Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100 = 0.0056 \cdot 72.46 / 100 = 0.00405776$
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.00405776 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.12796551936$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 26.8$
Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100 = 0.0056 \cdot 26.8 / 100 = 0.0015008$
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.0015008 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0473292288$

Примесь: 0602 Бензол (64)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.35$
Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100 = 0.0056 \cdot 0.35 / 100 = 0.0000196$
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000196 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0006181056$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.11$
Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100 = 0.0056 \cdot 0.11 / 100 = 0.00000616$
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000616 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00019426176$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** = **0.22**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_ = G · C / 100*** = **0.0056 · 0.22 / 100 = 0.00001232**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / 10⁶*** = **0.00001232 · 8760 · 3600 / 10⁶ = 0.00038852352**

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	***Технологич. поток***	***Общее кол-во, шт.***	***Время работы, ч/г***
Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	339	8760
Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	1017	8760

Итоговая таблица:

Код	***Наименование ЗВ***	***Выброс г/с***	***Выброс т/год***
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.3238962	10.3423560826
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.119796	3.8252158848
0602	Бензол (64)	0.0015645	0.0499561776
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0004917	0.01570051296
0621	Метилбензол (349)	0.0009834	0.03140102592

2027 год

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: №0001 Технологический резервуар нефти (РВС №1), 1000м3
Источник выделения: №0001, дыхательный клапан
Список литературы:
1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих
веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п 5.
Вид выброса, ***VV*** = **Выбросы паров нефти и бензинов**
Нефтепродукт, ***NPNAME*** = **Сырая нефть**
Минимальная температура смеси, гр.С, ***TMIN*** = **-30**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** = **0.09**
KTMIN = **0.09**
Максимальная температура смеси, гр.С, ***TMAX*** = **26**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** = **0.67**
KTMAX = **0.67**
Режим эксплуатации, ***_NAME_*** = **"буферная емкость" (все типы резервуаров)**
Конструкция резервуаров, ***_NAME_*** = **Наземный вертикальный**
Объем одного резервуара данного типа, м3, ***VI*** = **1000**
Количество резервуаров данного типа, ***NR*** = **1**
Количество групп одноцелевых резервуаров, ***KNR*** = **1**
Категория веществ, ***_NAME_*** = **А, Б, В**
Значение Kpsr (Прил.8), ***KPSR*** = **0.1**
Значение Kpmax (Прил.8), ***KPM*** = **0.1**
Коэффициент , ***KPSR*** = **0.1**
Коэффициент, ***KPMAX*** = **0.1**
Общий объем резервуаров, м3, ***V*** = **1000**
Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, ***B*** = **91630**
Плотность смеси, т/м3, ***RO*** = **0.8570**
Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), ***NN = B / (RO · V)*** = **91630 / (0.857 · 1000) = 106.9**
Коэффициент (Прил. 10), ***KOB*** = **1.35**
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой
из резервуара во время его закачки, м3/час, ***VCMAX*** = **11.5368**
Давление паров смеси, мм.рт.ст., ***PS*** = **2.4752**
, ***P*** = **2.4752**
Коэффициент, ***KB*** = **1**
Температура начала кипения смеси, гр.С, ***TKIP*** = **164.2721**

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, ***MRS = 0.6 · TKIP + 45*** **= 0.6 · 164.2721 + 45 = 143.6**
Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), ***M = 0.294 · PS · MRS · (KTMAX · KB + KTMIN) · KPSR · KOB · B / (10^7 · RO)*** **= 0.294 · 2.4752 · 143.6 · (0.67 · 1 + 0.09) · 0.1 · 1.35 · 91630 / (10^7 · 0.857) = 0.1146**
Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), ***G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX) / 10^4*** **= (0.163 · 2.4752 · 143.6 · 0.67 · 0.1 · 1 · 11.5368) / 10^4 = 0.00448**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 72.46**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 72.46 · 0.1146 / 100 = 0.08303916**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 72.46 · 0.00448 / 100 = 0.003246208**

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 26.8**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 26.8 · 0.1146 / 100 = 0.0307128**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 26.8 · 0.00448 / 100 = 0.00120064**

Примесь: 0602 Бензол (64)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 0.35**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 0.35 · 0.1146 / 100 = 0.0004011**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 0.35 · 0.00448 / 100 = 0.00001568**

Примесь: 0621 Метилбензол (349)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 0.22**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 0.22 · 0.1146 / 100 = 0.00025212**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 0.22 · 0.00448 / 100 = 0.000009856**

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 0.11**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 0.11 · 0.1146 / 100 = 0.00012606**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 0.11 · 0.00448 / 100 = 0.000004928**

Код	*Наименование ЗВ*	*Выброс г/с*	*Выброс т/год*
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.003246208	0.08303916
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.00120064	0.0307128
0602	Бензол (64)	0.00001568	0.0004011
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000004928	0.00012606
0621	Метилбензол (349)	0.000009856	0.00025212

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: №0002, Технологический резервуар нефти (РВС №2), 1000м3
Источник выделения: №0002, дыхательный клапан
Список литературы:
1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих
веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п 5.
Вид выброса, ***VV*** **= Выбросы паров нефти и бензинов**
Нефтепродукт, ***NPNAME*** **= Сырая нефть**
Минимальная температура смеси, гр.С, ***TMIN*** **= -30**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** **= 0.09**
KTMIN **= 0.09**
Максимальная температура смеси, гр.С, ***TMAX*** **= 26**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** **= 0.67**
KTMAX **= 0.67**
Режим эксплуатации, ***_NAME_*** **= "буферная емкость" (все типы резервуаров)**
Конструкция резервуаров, ***_NAME_*** **= Наземный вертикальный**
Объем одного резервуара данного типа, м3, ***VI*** **= 1000**
Количество резервуаров данного типа, ***NR*** **= 1**
Количество групп одноцелевых резервуаров, ***KNR*** **= 1**
Категория веществ, ***_NAME_*** **= А, Б, В**
Значение Kpsr (Прил.8), ***KPSR*** **= 0.1**

Значение Kpmax (Прил.8), ***KPM*** = **0.1**
Коэффициент , ***KPSR*** = **0.1**
Коэффициент, ***KPMAX*** = **0.1**
Общий объем резервуаров, м3, ***V*** = **1000**
Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, ***B*** = **91630**
Плотность смеси, т/м3, ***RO*** = **0.8570**
Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), ***NN = B / (RO · V)*** = **91630 / (0.857 · 1000) = 106.9**
Коэффициент (Прил. 10), ***KOB*** = **1.35**
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой
из резервуара во время его закачки, м3/час, ***VCMAX*** = **11.5368**
Давление паров смеси, мм.рт.ст., ***PS*** = **2.4752**
, ***P*** = **2.4752**
Коэффициент, ***KB*** = **1**
Температура начала кипения смеси, гр.С, ***TKIP*** = **164.2721**
Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, ***MRS = 0.6 · TKIP + 45*** = **0.6 · 164.2721 + 45 = 143.6**
Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), ***M = 0.294 · PS · MRS · (KTMAX · KB + KTMIN) · KPSR · KOB · B / (10^7 · RO)*** = **0.294 · 2.4752 · 143.6 · (0.67 · 1 + 0.09) · 0.1 · 1.35 · 91630 / (10^7 · 0.857) = 0.1146**
Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), ***G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX) / 10^4*** = **(0.163 · 2.4752 · 143.6 · 0.67 · 0.1 · 1 · 11.5368) / 10^4 = 0.00448**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **72.46**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **72.46 · 0.1146 / 100 = 0.08303916**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **72.46 · 0.00448 / 100 = 0.003246208**

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **26.8**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **26.8 · 0.1146 / 100 = 0.0307128**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **26.8 · 0.00448 / 100 = 0.00120064**

Примесь: 0602 Бензол (64)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **0.35**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **0.35 · 0.1146 / 100 = 0.0004011**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **0.35 · 0.00448 / 100 = 0.00001568**

Примесь: 0621 Метилбензол (349)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **0.22**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **0.22 · 0.1146 / 100 = 0.00025212**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **0.22 · 0.00448 / 100 = 0.000009856**

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **0.11**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **0.11 · 0.1146 / 100 = 0.00012606**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **0.11 · 0.00448 / 100 = 0.000004928**

Код	***Наименование ЗВ***	***Выброс г/с***	***Выброс т/год***
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.003246208	0.08303916
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.00120064	0.0307128
0602	Бензол (64)	0.00001568	0.0004011
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000004928	0.00012606

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: №0003, Технологический резервуар нефти (РВС №3), 1000м3
Источник выделения: №0003, дыхательный клапан
Список литературы:
1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих
веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п 5.
Вид выброса, ***VV*** = **Выбросы паров нефти и бензинов**
Нефтепродукт, ***NPNAME*** = **Сырая нефть**
Минимальная температура смеси, гр.С, ***TMIN*** = **-30**

Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** **= 0.09**
KTMIN **= 0.09**
Максимальная температура смеси, гр.С, ***TMAX*** **= 26**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** **= 0.67**
KTMAX **= 0.67**
Режим эксплуатации, ***_NAME_*** **= "буферная емкость" (все типы резервуаров)**
Конструкция резервуаров, ***_NAME_*** **= Наземный вертикальный**
Объем одного резервуара данного типа, м3, ***VI*** **= 1000**
Количество резервуаров данного типа, ***NR*** **= 1**
Количество групп одноцелевых резервуаров, ***KNR*** **= 1**
Категория веществ, ***_NAME_*** **= А, Б, В**
Значение Kpsr (Прил.8), ***KPSR*** **= 0.1**
Значение Kpmax (Прил.8), ***KPM*** **= 0.1**
Коэффициент , ***KPSR*** **= 0.1**
Коэффициент, ***KPMAX*** **= 0.1**
Общий объем резервуаров, м3, ***V*** **= 1000**
Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, ***B*** **= 91630**
Плотность смеси, т/м3, ***RO*** **= 0.8570**
Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), ***NN = B / (RO · V)*** **= 91630 / (0.857 · 1000) = 106.9**
Коэффициент (Прил. 10), ***KOB*** **= 1.35**
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой
из резервуара во время его закачки, м3/час, ***VCMAX*** **= 11.5368**
Давление паров смеси, мм.рт.ст., ***PS*** **= 2.4752**
, ***P*** **= 2.4752**
Коэффициент, ***KB*** **= 1**
Температура начала кипения смеси, гр.С, ***TKIP*** **= 164.2721**
Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, ***MRS = 0.6 · TKIP + 45*** **= 0.6 · 164.2721 + 45 = 143.6**
Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), ***M = 0.294 · PS · MRS · (KTMAX · KB + KTMIN) · KPSR · KOB · B / (10^7 · RO)*** **= 0.294 · 2.4752 · 143.6 · (0.67 · 1 + 0.09) · 0.1 · 1.35 · 91630 / (10^7 · 0.857) = 0.1146**
Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), ***G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX) / 10^4*** **= (0.163 · 2.4752 · 143.6 · 0.67 · 0.1 · 1 · 11.5368) / 10^4 = 0.00448**

<u>Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)</u>
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 72.46**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 72.46 · 0.1146 / 100 = 0.08303916**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 72.46 · 0.00448 / 100 = 0.003246208**

<u>Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)</u>
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 26.8**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 26.8 · 0.1146 / 100 = 0.0307128**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 26.8 · 0.00448 / 100 = 0.00120064**

<u>Примесь: 0602 Бензол (64)</u>
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 0.35**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 0.35 · 0.1146 / 100 = 0.0004011**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 0.35 · 0.00448 / 100 = 0.00001568**

<u>Примесь: 0621 Метилбензол (349)</u>
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 0.22**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 0.22 · 0.1146 / 100 = 0.00025212**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 0.22 · 0.00448 / 100 = 0.000009856**

<u>Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)</u>
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 0.11**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 0.11 · 0.1146 / 100 = 0.00012606**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 0.11 · 0.00448 / 100 = 0.000004928**

Код	***Наименование ЗВ***	***Выброс г/с***	***Выброс т/год***
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.003246208	0.08303916
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.00120064	0.0307128
0602	Бензол (64)	0.00001568	0.0004011
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000004928	0.00012606
0621	Метилбензол (349)	0.000009856	0.00025212

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: №0004, Технологический резервуар нефти (РВС №4), 2000м3
Источник выделения: №0004, дыхательный клапан
Список литературы:
1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п 5.
Вид выброса, ***VV*** = **Выбросы паров нефти и бензинов**
Нефтепродукт, ***NPNAME*** = **Сырая нефть**
Минимальная температура смеси, гр.С, ***TMIN*** = **-30**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** = **0.09**
KTMIN = **0.09**
Максимальная температура смеси, гр.С, ***TMAX*** = **26**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** = **0.67**
KTMAX = **0.67**
Режим эксплуатации, ***_NAME_*** = **"буферная емкость" (все типы резервуаров)**
Конструкция резервуаров, ***_NAME_*** = **Наземный вертикальный**
Объем одного резервуара данного типа, м3, ***VI*** = **2000**
Количество резервуаров данного типа, ***NR*** = **1**
Количество групп одноцелевых резервуаров, ***KNR*** = **1**
Категория веществ, ***_NAME_*** = **А, Б, В**
Значение Kpsr (Прил.8), ***KPSR*** = **0.1**
Значение Kpmax (Прил.8), ***KPM*** = **0.1**
Коэффициент , ***KPSR*** = **0.1**
Коэффициент, ***KPMAX*** = **0.1**
Общий объем резервуаров, м3, ***V*** = **2000**
Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, ***B*** = **91630**
Плотность смеси, т/м3, ***RO*** = **0.8570**
Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), ***NN = B / (RO · V)*** = **91630 / (0.857 · 2000) = 53.5**
Коэффициент (Прил. 10), ***KOB*** = **1.83**
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки, м3/час, ***VCMAX*** = **11.5368**
Давление паров смеси, мм.рт.ст., ***PS*** = **2.4752**
, ***P*** = **2.4752**
Коэффициент, ***KB*** = **1**
Температура начала кипения смеси, гр.С, ***TKIP*** = **164.2721**
Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, ***MRS = 0.6 · TKIP + 45*** = **0.6 · 164.2721 + 45 = 143.6**
Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), ***M = 0.294 · PS · MRS · (KTMAX · KB + KTMIN) · KPSR · KOB · B / (10^7 · RO)*** = **0.294 · 2.4752 · 143.6 · (0.67 · 1 + 0.09) · 0.1 · 1.83 · 91630 / (10^7 · 0.857) = 0.1554**
Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), ***G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX) / 10^4*** = **(0.163 · 2.4752 · 143.6 · 0.67 · 0.1 · 1 · 11.5368) / 10^4 = 0.00448**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **72.46**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **72.46 · 0.1554 / 100 = 0.11260284**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **72.46 · 0.00448 / 100 = 0.003246208**

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **26.8**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **26.8 · 0.1554 / 100 = 0.0416472**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **26.8 · 0.00448 / 100 = 0.00120064**

Примесь: 0602 Бензол (64)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **0.35**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **0.35 · 0.1554 / 100 = 0.0005439**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **0.35 · 0.00448 / 100 = 0.00001568**

Примесь: 0621 Метилбензол (349)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **0.22**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **0.22 · 0.1554 / 100 = 0.00034188**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **0.22 · 0.00448 / 100 = 0.000009856**

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 0.11**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_*** **=** ***CI · M / 100*** **= 0.11 · 0.1554 / 100 = 0.00017094**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_*** **=** ***CI · G / 100*** **= 0.11 · 0.00448 / 100 = 0.000004928**

Код	*Наименование ЗВ*	*Выброс г/с*	*Выброс т/год*
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.003246208	0.11260284
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.00120064	0.0416472
0602	Бензол (64)	0.00001568	0.0005439
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000004928	0.00017094
0621	Метилбензол (349)	0.000009856	0.00034188

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: №0005, Резервуар хранения нефти (РВС №5), 1000м3
Источник выделения: №0005, дыхательный клапан
Список литературы:
1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих
веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п 5.
Вид выброса, ***VV*** **= Выбросы паров нефти и бензинов**
Нефтепродукт, ***NPNAME*** **= Сырая нефть**
Минимальная температура смеси, гр.С, ***TMIN*** **= -30**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** **= 0.09**
KTMIN **= 0.09**
Максимальная температура смеси, гр.С, ***TMAX*** **= 26**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** **= 0.67**
KTMAX **= 0.67**
Режим эксплуатации, ***_NAME_*** **= "буферная емкость" (все типы резервуаров)**
Конструкция резервуаров, ***_NAME_*** **= Наземный вертикальный**
Объем одного резервуара данного типа, м3, ***VI*** **= 1000**
Количество резервуаров данного типа, ***NR*** **= 1**
Количество групп одноцелевых резервуаров, ***KNR*** **= 1**
Категория веществ, ***_NAME_*** **= А, Б, В**
Значение Kpsr (Прил.8), ***KPSR*** **= 0.1**
Значение Kpmax (Прил.8), ***KPM*** **= 0.1**
Коэффициент , ***KPSR*** **= 0.1**
Коэффициент, ***KPMAX*** **= 0.1**
Общий объем резервуаров, м3, ***V*** **= 1000**
Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, ***B*** **= 91630**
Плотность смеси, т/м3, ***RO*** **= 0.8570**
Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), ***NN*** **=** ***B / (RO · V)*** **= 91630 / (0.857 · 1000) = 106.9**
Коэффициент (Прил. 10), ***KOB*** **= 1.35**
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой
из резервуара во время его закачки, м3/час, ***VCMAX*** **= 11.5368**
Давление паров смеси, мм.рт.ст., ***PS*** **= 2.4752**
, ***P*** **= 2.4752**
Коэффициент, ***KB*** **= 1**
Температура начала кипения смеси, гр.С, ***TKIP*** **= 164.2721**
Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, ***MRS*** **=** ***0.6 · TKIP + 45*** **= 0.6 · 164.2721 + 45 = 143.6**
Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), ***M = 0.294 · PS · MRS · (KTMAX · KB + KTMIN) · KPSR · KOB · B / (10^7 · RO)*** **= 0.294 · 2.4752 · 143.6 · (0.67 · 1 + 0.09) · 0.1 · 1.35 · 91630 / (10^7 · 0.857) = 0.1146**
Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), ***G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX) / 10^4*** **= (0.163 · 2.4752 · 143.6 · 0.67 · 0.1 · 1 · 11.5368) / 10^4 = 0.00448**

<u>Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)</u>
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 72.46**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_*** **=** ***CI · M / 100*** **= 72.46 · 0.1146 / 100 = 0.08303916**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_*** **=** ***CI · G / 100*** **= 72.46 · 0.00448 / 100 = 0.003246208**

<u>Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)</u>
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 26.8**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_*** **=** ***CI · M / 100*** **= 26.8 · 0.1146 / 100 = 0.0307128**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 26.8 · 0.00448 / 100 = 0.00120064**

Примесь: 0602 Бензол (64)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 0.35**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 0.35 · 0.1146 / 100 = 0.0004011**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 0.35 · 0.00448 / 100 = 0.00001568**

Примесь: 0621 Метилбензол (349)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 0.22**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 0.22 · 0.1146 / 100 = 0.00025212**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 0.22 · 0.00448 / 100 = 0.000009856**

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 0.11**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 0.11 · 0.1146 / 100 = 0.00012606**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 0.11 · 0.00448 / 100 = 0.000004928**

Код	*Наименование ЗВ*	*Выброс г/с*	*Выброс т/год*
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.003246208	0.08303916
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.00120064	0.0307128
0602	Бензол (64)	0.00001568	0.0004011
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000004928	0.00012606
0621	Метилбензол (349)	0.000009856	0.00025212

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: №6001 Площадка 113-ти скважин
Источник выделения: №6001, ЗРА и ФС
Список литературы:
1. "Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов" от 29 июля 2011 года № 196-п;
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
3. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: **Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)**
Наименование технологического потока: Поток №8
Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), ***Q*** **= 0.012996**
Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), ***X*** **= 0.365**
Общее количество данного оборудования, шт., ***N*** **= 339**
Среднее время работы данного оборудования, час/год, ***_T_*** **= 8760**
Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), ***G = X · Q · N*** **= 0.365 · 0.012996 · 339 = 1.608**
Суммарная утечка всех компонентов, г/с, ***G = G / 3.6*** **= 1.608 / 3.6 = 0.447**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** **= 72.46**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_ = G · C / 100*** **= 0.447 · 72.46 / 100 = 0.3238962**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / 10^6*** **= 0.3238962 · 8760 · 3600 / 10^6 = 10.2143905632**

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** **= 26.8**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_ = G · C / 100*** **= 0.447 · 26.8 / 100 = 0.119796**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / 10^6*** **= 0.119796 · 8760 · 3600 / 10^6 = 3.777886656**

Примесь: 0602 Бензол (64)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** **= 0.35**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_ = G · C / 100*** **= 0.447 · 0.35 / 100 = 0.0015645**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / 10^6*** **= 0.0015645 · 8760 · 3600 / 10^6 = 0.049338072**

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** = **0.11**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_*** = ***G · C / 100*** = **0.447 · 0.11 / 100 = 0.0004917**
Валовый выброс, т/год, ***_M_*** = ***_G_ · _T_ · 3600 / 10⁶*** = **0.0004917 · 8760 · 3600 / 10⁶ = 0.0155062512**

Примесь: 0621 Метилбензол (349)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** = **0.22**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_*** = ***G · C / 100*** = **0.447 · 0.22 / 100 = 0.0009834**
Валовый выброс, т/год, ***_M_*** = ***_G_ · _T_ · 3600 / 10⁶*** = **0.0009834 · 8760 · 3600 / 10⁶ = 0.0310125024**

Наименование оборудования: **Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)**
Наименование технологического потока: Поток №8
Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), ***Q*** = **0.000396**
Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), ***X*** = **0.05**
Общее количество данного оборудования, шт., ***N*** = **1017**
Среднее время работы данного оборудования, час/год, ***_T_*** = **8760**
Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), ***G = X · Q · N*** = **0.05 · 0.000396 · 1017 = 0.02014**
Суммарная утечка всех компонентов, г/с, ***G = G / 3.6*** = **0.02014 / 3.6 = 0.0056**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** = **72.46**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_*** = ***G · C / 100*** = **0.0056 · 72.46 / 100 = 0.00405776**
Валовый выброс, т/год, ***_M_*** = ***_G_ · _T_ · 3600 / 10⁶*** = **0.00405776 · 8760 · 3600 / 10⁶ = 0.12796551936**

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** = **26.8**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_*** = ***G · C / 100*** = **0.0056 · 26.8 / 100 = 0.0015008**
Валовый выброс, т/год, ***_M_*** = ***_G_ · _T_ · 3600 / 10⁶*** = **0.0015008 · 8760 · 3600 / 10⁶ = 0.0473292288**

Примесь: 0602 Бензол (64)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** = **0.35**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_*** = ***G · C / 100*** = **0.0056 · 0.35 / 100 = 0.0000196**
Валовый выброс, т/год, ***_M_*** = ***_G_ · _T_ · 3600 / 10⁶*** = **0.0000196 · 8760 · 3600 / 10⁶ = 0.0006181056**

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** = **0.11**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_*** = ***G · C / 100*** = **0.0056 · 0.11 / 100 = 0.00000616**
Валовый выброс, т/год, ***_M_*** = ***_G_ · _T_ · 3600 / 10⁶*** = **0.00000616 · 8760 · 3600 / 10⁶ = 0.00019426176**

Примесь: 0621 Метилбензол (349)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** = **0.22**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_*** = ***G · C / 100*** = **0.0056 · 0.22 / 100 = 0.00001232**
Валовый выброс, т/год, ***_M_*** = ***_G_ · _T_ · 3600 / 10⁶*** = **0.00001232 · 8760 · 3600 / 10⁶ = 0.00038852352**

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	***Технологич. поток***	***Общее кол-во, шт.***	***Время работы, ч/г***
Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	339	8760
Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	1017	8760

Итоговая таблица:

Код	***Наименование ЗВ***	***Выброс г/с***	***Выброс т/год***
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.3238962	10.3423560826
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.119796	3.8252158848
0602	Бензол (64)	0.0015645	0.0499561776
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0004917	0.01570051296
0621	Метилбензол (349)	0.0009834	0.03140102592

2028 год

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: №0001 Технологический резервуар нефти (РВС №1), 1000м3
Источник выделения: №0001, дыхательный клапан
Список литературы:
1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих
веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п 5.
Вид выброса, ***VV*** = **Выбросы паров нефти и бензинов**
Нефтепродукт, ***NPNAME*** = **Сырая нефть**
Минимальная температура смеси, гр.С, ***TMIN*** = **-30**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** = **0.09**
KTMIN = **0.09**
Максимальная температура смеси, гр.С, ***TMAX*** = **26**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** = **0.67**
KTMAX = **0.67**
Режим эксплуатации, ***_NAME_*** = **"буферная емкость" (все типы резервуаров)**
Конструкция резервуаров, ***_NAME_*** = **Наземный вертикальный**
Объем одного резервуара данного типа, м3, ***VI*** = **1000**
Количество резервуаров данного типа, ***NR*** = **1**
Количество групп одноцелевых резервуаров, ***KNR*** = **1**
Категория веществ, ***_NAME_*** = **А, Б, В**
Значение Kpsr (Прил.8), ***KPSR*** = **0.1**
Значение Kpmax (Прил.8), ***KPM*** = **0.1**
Коэффициент , ***KPSR*** = **0.1**
Коэффициент, ***KPMAX*** = **0.1**
Общий объем резервуаров, м3, ***V*** = **1000**
Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, ***B*** = **86460**
Плотность смеси, т/м3, ***RO*** = **0.8570**
Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), ***NN = B / (RO · V)*** = **86460 / (0.857 · 1000) = 100.9**
Коэффициент (Прил. 10), ***KOB*** = **1.35**
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой
из резервуара во время его закачки, м3/час, ***VCMAX*** = **10.9874**
Давление паров смеси, мм.рт.ст., ***PS*** = **2.4752**
, ***P*** = **2.4752**
Коэффициент, ***KB*** = **1**
Температура начала кипения смеси, гр.С, ***TKIP*** = **164.2721**
Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, ***MRS = 0.6 · TKIP + 45*** = **0.6 · 164.2721 + 45 = 143.6**
Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), ***M = 0.294 · PS · MRS · (KTMAX · KB + KTMIN) · KPSR · KOB · B / (10^7 · RO)*** = **0.294 · 2.4752 · 143.6 · (0.67 · 1 + 0.09) · 0.1 · 1.35 · 86460 / (10^7 · 0.857) = 0.1082**
Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), ***G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX) / 10^4*** = **(0.163 · 2.4752 · 143.6 · 0.67 · 0.1 · 1 · 10.9874) / 10^4 = 0.004265**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **72.46**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **72.46 · 0.1082 / 100 = 0.07840172**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **72.46 · 0.004265 / 100 = 0.003090419**

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **26.8**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **26.8 · 0.1082 / 100 = 0.0289976**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **26.8 · 0.004265 / 100 = 0.00114302**

Примесь: 0602 Бензол (64)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **0.35**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **0.35 · 0.1082 / 100 = 0.0003787**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **0.35 · 0.004265 / 100 = 0.0000149275**

Примесь: 0621 Метилбензол (349)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **0.22**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **0.22 · 0.1082 / 100 = 0.00023804**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 0.22 · 0.004265 / 100 = 0.000009383**

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 0.11**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 0.11 · 0.1082 / 100 = 0.00011902**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 0.11 · 0.004265 / 100 = 0.0000046915**

Код	*Наименование ЗВ*	*Выброс г/с*	*Выброс т/год*
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.003090419	0.07840172
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.00114302	0.0289976
0602	Бензол (64)	0.0000149275	0.0003787
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0000046915	0.00011902
0621	Метилбензол (349)	0.000009383	0.00023804

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: №0002, Технологический резервуар нефти (РВС №2), 1000м3
Источник выделения: №0002, дыхательный клапан
Список литературы:
1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих
веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п 5.
Вид выброса, ***VV*** **= Выбросы паров нефти и бензинов**
Нефтепродукт, ***NPNAME*** **= Сырая нефть**
Минимальная температура смеси, гр.С, ***TMIN*** **= -30**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** **= 0.09**
KTMIN **= 0.09**
Максимальная температура смеси, гр.С, ***TMAX*** **= 26**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** **= 0.67**
KTMAX **= 0.67**
Режим эксплуатации, ***_NAME_*** **= "буферная емкость" (все типы резервуаров)**
Конструкция резервуаров, ***_NAME_*** **= Наземный вертикальный**
Объем одного резервуара данного типа, м3, ***VI*** **= 1000**
Количество резервуаров данного типа, ***NR*** **= 1**
Количество групп одноцелевых резервуаров, ***KNR*** **= 1**
Категория веществ, ***_NAME_*** **= А, Б, В**
Значение Kpsr (Прил.8), ***KPSR*** **= 0.1**
Значение Kpmax (Прил.8), ***KPM*** **= 0.1**
Коэффициент , ***KPSR*** **= 0.1**
Коэффициент, ***KPMAX*** **= 0.1**
Общий объем резервуаров, м3, ***V*** **= 1000**
Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, ***B*** **= 86460**
Плотность смеси, т/м3, ***RO*** **= 0.8570**
Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), ***NN = B / (RO · V)*** **= 86460 / (0.857 · 1000) = 100.9**
Коэффициент (Прил. 10), ***KOB*** **= 1.35**
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой
из резервуара во время его закачки, м3/час, ***VCMAX*** **= 10.9874**
Давление паров смеси, мм.рт.ст., ***PS*** **= 2.4752**
, ***P*** **= 2.4752**
Коэффициент, ***KB*** **= 1**
Температура начала кипения смеси, гр.С, ***TKIP*** **= 164.2721**
Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, ***MRS = 0.6 · TKIP + 45*** **= 0.6 · 164.2721 + 45 = 143.6**
Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), ***M = 0.294 · PS · MRS · (KTMAX · KB + KTMIN) · KPSR · KOB · B / (10^7 · RO)*** **= 0.294 · 2.4752 · 143.6 · (0.67 · 1 + 0.09) · 0.1 · 1.35 · 86460 / (10^7 · 0.857) = 0.1082**
Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), ***G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX) / 10^4*** **= (0.163 · 2.4752 · 143.6 · 0.67 · 0.1 · 1 · 10.9874) / 10^4 = 0.004265**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 72.46**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 72.46 · 0.1082 / 100 = 0.07840172**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 72.46 · 0.004265 / 100 = 0.003090419**

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **26.8**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_*** = ***CI · M / 100*** = **26.8 · 0.1082 / 100 = 0.0289976**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_*** = ***CI · G / 100*** = **26.8 · 0.004265 / 100 = 0.00114302**

Примесь: 0602 Бензол (64)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **0.35**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_*** = ***CI · M / 100*** = **0.35 · 0.1082 / 100 = 0.0003787**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_*** = ***CI · G / 100*** = **0.35 · 0.004265 / 100 = 0.0000149275**

Примесь: 0621 Метилбензол (349)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **0.22**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_*** = ***CI · M / 100*** = **0.22 · 0.1082 / 100 = 0.00023804**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_*** = ***CI · G / 100*** = **0.22 · 0.004265 / 100 = 0.000009383**

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **0.11**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_*** = ***CI · M / 100*** = **0.11 · 0.1082 / 100 = 0.00011902**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_*** = ***CI · G / 100*** = **0.11 · 0.004265 / 100 = 0.0000046915**

Код	*Наименование ЗВ*	*Выброс г/с*	*Выброс т/год*
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.003090419	0.07840172
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.00114302	0.0289976
0602	Бензол (64)	0.0000149275	0.0003787
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0000046915	0.00011902
0621	Метилбензол (349)	0.000009383	0.00023804

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: №0003, Технологический резервуар нефти (РВС №3), 1000м3
Источник выделения: №0003, дыхательный клапан
Список литературы:
1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих
веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п 5.
Вид выброса, ***VV*** = **Выбросы паров нефти и бензинов**
Нефтепродукт, ***NPNAME*** = **Сырая нефть**
Минимальная температура смеси, гр.С, ***TMIN*** = **-30**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** = **0.09**
KTMIN = **0.09**
Максимальная температура смеси, гр.С, ***TMAX*** = **26**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** = **0.67**
KTMAX = **0.67**
Режим эксплуатации, ***_NAME_*** = **"буферная емкость" (все типы резервуаров)**
Конструкция резервуаров, ***_NAME_*** = **Наземный вертикальный**
Объем одного резервуара данного типа, м3, ***VI*** = **1000**
Количество резервуаров данного типа, ***NR*** = **1**
Количество групп одноцелевых резервуаров, ***KNR*** = **1**
Категория веществ, ***_NAME_*** = **А, Б, В**
Значение Kpsr (Прил.8), ***KPSR*** = **0.1**
Значение Kpmax (Прил.8), ***KPM*** = **0.1**
Коэффициент , ***KPSR*** = **0.1**
Коэффициент, ***KPMAX*** = **0.1**
Общий объем резервуаров, м3, ***V*** = **1000**
Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, ***B*** = **86460**
Плотность смеси, т/м3, ***RO*** = **0.8570**
Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), ***NN = B / (RO · V)*** = **86460 / (0.857 · 1000) = 100.9**
Коэффициент (Прил. 10), ***KOB*** = **1.35**
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой
из резервуара во время его закачки, м3/час, ***VCMAX*** = **10.9874**
Давление паров смеси, мм.рт.ст., ***PS*** = **2.4752**
, ***P*** = **2.4752**

Коэффициент, ***KB*** = **1**
Температура начала кипения смеси, гр.С, ***TKIP*** = **164.2721**
Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, ***MRS = 0.6 · TKIP + 45*** = **0.6 · 164.2721 + 45 = 143.6**
Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), ***M = 0.294 · PS · MRS · (KTMAX · KB + KTMIN) · KPSR · KOB · B / (10^7 · RO)*** = **0.294 · 2.4752 · 143.6 · (0.67 · 1 + 0.09) · 0.1 · 1.35 · 86460 / (10^7 · 0.857) = 0.1082**
Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), ***G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX) / 10^4*** = **(0.163 · 2.4752 · 143.6 · 0.67 · 0.1 · 1 · 10.9874) / 10^4 = 0.004265**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **72.46**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **72.46 · 0.1082 / 100 = 0.07840172**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **72.46 · 0.004265 / 100 = 0.003090419**

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **26.8**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **26.8 · 0.1082 / 100 = 0.0289976**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **26.8 · 0.004265 / 100 = 0.00114302**

Примесь: 0602 Бензол (64)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **0.35**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **0.35 · 0.1082 / 100 = 0.0003787**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **0.35 · 0.004265 / 100 = 0.0000149275**

Примесь: 0621 Метилбензол (349)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **0.22**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **0.22 · 0.1082 / 100 = 0.00023804**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **0.22 · 0.004265 / 100 = 0.000009383**

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **0.11**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **0.11 · 0.1082 / 100 = 0.00011902**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **0.11 · 0.004265 / 100 = 0.0000046915**

Код	*Наименование ЗВ*	*Выброс г/с*	*Выброс т/год*
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.003090419	0.07840172
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.00114302	0.0289976
0602	Бензол (64)	0.0000149275	0.0003787
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0000046915	0.00011902
0621	Метилбензол (349)	0.000009383	0.00023804

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: №0004, Технологический резервуар нефти (РВС №4), 2000м3
Источник выделения: №0004, дыхательный клапан
Список литературы:
1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих
веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п 5.
Вид выброса, ***VV*** = **Выбросы паров нефти и бензинов**
Нефтепродукт, ***NPNAME*** = **Сырая нефть**
Минимальная температура смеси, гр.С, ***TMIN*** = **-30**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** = **0.09**
KTMIN = **0.09**
Максимальная температура смеси, гр.С, ***TMAX*** = **26**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** = **0.67**
KTMAX = **0.67**
Режим эксплуатации, ***_NAME_*** = **"буферная емкость" (все типы резервуаров)**
Конструкция резервуаров, ***_NAME_*** = **Наземный вертикальный**
Объем одного резервуара данного типа, м3, ***VI*** = **2000**
Количество резервуаров данного типа, ***NR*** = **1**
Количество групп одноцелевых резервуаров, ***KNR*** = **1**
Категория веществ, ***_NAME_*** = **А, Б, В**

Значение Kpsr (Прил.8), ***KPSR*** **= 0.1**
Значение Kpmax (Прил.8), ***KPM*** **= 0.1**
Коэффициент , ***KPSR*** **= 0.1**
Коэффициент, ***KPMAX*** **= 0.1**
Общий объем резервуаров, м3, ***V*** **= 2000**
Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, ***B*** **= 86460**
Плотность смеси, т/м3, ***RO*** **= 0.8570**
Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), ***NN = B / (RO · V)*** **= 86460 / (0.857 · 2000) = 50.4**
Коэффициент (Прил. 10), ***KOB*** **= 1.87**
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой
из резервуара во время его закачки, м3/час, ***VCMAX*** **= 10.9874**
Давление паров смеси, мм.рт.ст., ***PS*** **= 2.4752**
, ***P*** **= 2.4752**
Коэффициент, ***KB*** **= 1**
Температура начала кипения смеси, гр.С, ***TKIP*** **= 164.2721**
Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, ***MRS = 0.6 · TKIP + 45*** **= 0.6 · 164.2721 + 45 = 143.6**
Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), ***M = 0.294 · PS · MRS · (KTMAX · KB + KTMIN) · KPSR · KOB · B / (10^7 · RO)*** **= 0.294 · 2.4752 · 143.6 · (0.67 · 1 + 0.09) · 0.1 · 1.87 · 86460 / (10^7 · 0.857) = 0.1498**
Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), ***G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX) / 10^4*** **= (0.163 · 2.4752 · 143.6 · 0.67 · 0.1 · 1 · 10.9874) / 10^4 = 0.004265**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 72.46**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 72.46 · 0.1498 / 100 = 0.10854508**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 72.46 · 0.004265 / 100 = 0.003090419**

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 26.8**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 26.8 · 0.1498 / 100 = 0.0401464**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 26.8 · 0.004265 / 100 = 0.00114302**

Примесь: 0602 Бензол (64)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 0.35**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 0.35 · 0.1498 / 100 = 0.0005243**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 0.35 · 0.004265 / 100 = 0.0000149275**

Примесь: 0621 Метилбензол (349)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 0.22**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 0.22 · 0.1498 / 100 = 0.00032956**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 0.22 · 0.004265 / 100 = 0.000009383**

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 0.11**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 0.11 · 0.1498 / 100 = 0.00016478**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 0.11 · 0.004265 / 100 = 0.0000046915**

Код	*Наименование ЗВ*	*Выброс г/с*	*Выброс т/год*
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.003090419	0.10854508
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.00114302	0.0401464
0602	Бензол (64)	0.0000149275	0.0005243
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0000046915	0.00016478
0621	Метилбензол (349)	0.000009383	0.00032956

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: №0005, Резервуар хранения нефти (РВС №5), 1000м3
Источник выделения: №0005, дыхательный клапан
Список литературы:
1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих
веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п 5.

Вид выброса, ***VV*** = **Выбросы паров нефти и бензинов**
Нефтепродукт, ***NPNAME*** = **Сырая нефть**
Минимальная температура смеси, гр.С, ***TMIN*** = **-30**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** = **0.09**
KTMIN = **0.09**
Максимальная температура смеси, гр.С, ***TMAX*** = **26**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** = **0.67**
KTMAX = **0.67**
Режим эксплуатации, ***_NAME_*** = **"буферная емкость" (все типы резервуаров)**
Конструкция резервуаров, ***_NAME_*** = **Наземный вертикальный**
Объем одного резервуара данного типа, м3, ***VI*** = **1000**
Количество резервуаров данного типа, ***NR*** = **1**
Количество групп одноцелевых резервуаров, ***KNR*** = **1**
Категория веществ, ***_NAME_*** = **А, Б, В**
Значение Kpsr (Прил.8), ***KPSR*** = **0.1**
Значение Kpmax (Прил.8), ***KPM*** = **0.1**
Коэффициент , ***KPSR*** = **0.1**
Коэффициент, ***KPMAX*** = **0.1**
Общий объем резервуаров, м3, ***V*** = **1000**
Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, ***B*** = **86460**
Плотность смеси, т/м3, ***RO*** = **0.8570**
Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), ***NN = B / (RO · V)*** = **86460 / (0.857 · 1000) = 100.9**
Коэффициент (Прил. 10), ***KOB*** = **1.35**
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой
из резервуара во время его закачки, м3/час, ***VCMAX*** = **10.9874**
Давление паров смеси, мм.рт.ст., ***PS*** = **2.4752**
, ***P*** = **2.4752**
Коэффициент, ***KB*** = **1**
Температура начала кипения смеси, гр.С, ***TKIP*** = **164.2721**
Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, ***MRS = 0.6 · TKIP + 45*** = **0.6 · 164.2721 + 45 = 143.6**
Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), ***M = 0.294 · PS · MRS · (KTMAX · KB + KTMIN) · KPSR · KOB · B / (10^7 · RO)*** = **0.294 · 2.4752 · 143.6 · (0.67 · 1 + 0.09) · 0.1 · 1.35 · 86460 / (10^7 · 0.857) = 0.1082**
Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), ***G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX) / 10^4*** = **(0.163 · 2.4752 · 143.6 · 0.67 · 0.1 · 1 · 10.9874) / 10^4 = 0.004265**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **72.46**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **72.46 · 0.1082 / 100 = 0.07840172**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **72.46 · 0.004265 / 100 = 0.003090419**

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **26.8**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **26.8 · 0.1082 / 100 = 0.0289976**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **26.8 · 0.004265 / 100 = 0.00114302**

Примесь: 0602 Бензол (64)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **0.35**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **0.35 · 0.1082 / 100 = 0.0003787**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **0.35 · 0.004265 / 100 = 0.0000149275**

Примесь: 0621 Метилбензол (349)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **0.22**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **0.22 · 0.1082 / 100 = 0.00023804**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **0.22 · 0.004265 / 100 = 0.000009383**

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **0.11**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **0.11 · 0.1082 / 100 = 0.00011902**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **0.11 · 0.004265 / 100 = 0.0000046915**

Код	***Наименование ЗВ***	***Выброс г/с***	***Выброс т/год***
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.003090419	0.07840172
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.00114302	0.0289976

0602	Бензол (64)	0.0000149275	0.0003787
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0000046915	0.00011902
0621	Метилбензол (349)	0.000009383	0.00023804

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: №6001 Площадка 113-ти скважин
Источник выделения: №6001, ЗРА и ФС
Список литературы:
1. "Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов" от 29 июля 2011 года № 196-п;
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
3. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: **Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)**
Наименование технологического потока: Поток №8
Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), Q = **0.012996**
Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), X = **0.365**
Общее количество данного оборудования, шт., N = **339**
Среднее время работы данного оборудования, час/год, $_T_$ = **8760**
Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N$ = **0.365 · 0.012996 · 339 = 1.608**
Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6$ = **1.608 / 3.6 = 0.447**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, C = **72.46**
Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100$ = **0.447 · 72.46 / 100 = 0.3238962**
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6$ = **0.3238962 · 8760 · 3600 / 10^6 = 10.2143905632**

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, C = **26.8**
Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100$ = **0.447 · 26.8 / 100 = 0.119796**
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6$ = **0.119796 · 8760 · 3600 / 10^6 = 3.777886656**

Примесь: 0602 Бензол (64)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, C = **0.35**
Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100$ = **0.447 · 0.35 / 100 = 0.0015645**
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6$ = **0.0015645 · 8760 · 3600 / 10^6 = 0.049338072**

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, C = **0.11**
Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100$ = **0.447 · 0.11 / 100 = 0.0004917**
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6$ = **0.0004917 · 8760 · 3600 / 10^6 = 0.0155062512**

Примесь: 0621 Метилбензол (349)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, C = **0.22**
Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100$ = **0.447 · 0.22 / 100 = 0.0009834**
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6$ = **0.0009834 · 8760 · 3600 / 10^6 = 0.0310125024**

Наименование оборудования: **Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)**
Наименование технологического потока: Поток №8
Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), Q = **0.000396**
Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), X = **0.05**
Общее количество данного оборудования, шт., N = **1017**
Среднее время работы данного оборудования, час/год, $_T_$ = **8760**
Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N$ = **0.05 · 0.000396 · 1017 = 0.02014**
Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6$ = **0.02014 / 3.6 = 0.0056**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, C = **72.46**

Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_ = G · C / 100*** **= 0.0056 · 72.46 / 100 = 0.00405776**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / 10⁶*** **= 0.00405776 · 8760 · 3600 / 10⁶ = 0.12796551936**

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** **= 26.8**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_ = G · C / 100*** **= 0.0056 · 26.8 / 100 = 0.0015008**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / 10⁶*** **= 0.0015008 · 8760 · 3600 / 10⁶ = 0.0473292288**

Примесь: 0602 Бензол (64)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** **= 0.35**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_ = G · C / 100*** **= 0.0056 · 0.35 / 100 = 0.0000196**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / 10⁶*** **= 0.0000196 · 8760 · 3600 / 10⁶ = 0.0006181056**

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** **= 0.11**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_ = G · C / 100*** **= 0.0056 · 0.11 / 100 = 0.00000616**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / 10⁶*** **= 0.00000616 · 8760 · 3600 / 10⁶ = 0.00019426176**

Примесь: 0621 Метилбензол (349)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** **= 0.22**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_ = G · C / 100*** **= 0.0056 · 0.22 / 100 = 0.00001232**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / 10⁶*** **= 0.00001232 · 8760 · 3600 / 10⁶ = 0.00038852352**

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	***Технологич. поток***	***Общее кол-во, шт.***	***Время работы, ч/г***
Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	339	8760
Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	1017	8760

Итоговая таблица:

Код	***Наименование ЗВ***	***Выброс г/с***	***Выброс т/год***
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.3238962	10.3423560826
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.119796	3.8252158848
0602	Бензол (64)	0.0015645	0.0499561776
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0004917	0.01570051296
0621	Метилбензол (349)	0.0009834	0.03140102592

2029 год

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: №0001 Технологический резервуар нефти (РВС №1), 1000м3
Источник выделения: №0001, дыхательный клапан
Список литературы:
1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих
веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п 5.
Вид выброса, ***VV*** **= Выбросы паров нефти и бензинов**
Нефтепродукт, ***NPNAME*** **= Сырая нефть**
Минимальная температура смеси, гр.С, ***TMIN*** **= -30**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** **= 0.09**
KTMIN **= 0.09**
Максимальная температура смеси, гр.С, ***TMAX*** **= 26**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** **= 0.67**
KTMAX **= 0.67**
Режим эксплуатации, ***_NAME_*** **= "буферная емкость" (все типы резервуаров)**
Конструкция резервуаров, ***_NAME_*** **= Наземный вертикальный**
Объем одного резервуара данного типа, м3, ***VI*** **= 1000**
Количество резервуаров данного типа, ***NR*** **= 1**

Количество групп одноцелевых резервуаров, ***KNR*** = **1**
Категория веществ, ***_NAME_*** = **А, Б, В**
Значение Kpsr (Прил.8), ***KPSR*** = **0.1**
Значение Kpmax (Прил.8), ***KPM*** = **0.1**
Коэффициент , ***KPSR*** = **0.1**
Коэффициент, ***KPMAX*** = **0.1**
Общий объем резервуаров, м3, ***V*** = **1000**
Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, ***B*** = **81620**
Плотность смеси, т/м3, ***RO*** = **0.8570**
Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), ***NN = B / (RO · V)*** = **81620 / (0.857 · 1000) = 95.2**
Коэффициент (Прил. 10), ***KOB*** = **1.386**
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой
из резервуара во время его закачки, м3/час, ***VCMAX*** = **10.4381**
Давление паров смеси, мм.рт.ст., ***PS*** = **2.4752**
, ***P*** = **2.4752**
Коэффициент, ***KB*** = **1**
Температура начала кипения смеси, гр.С, ***TKIP*** = **164.2721**
Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, ***MRS = 0.6 · TKIP + 45*** = **0.6 · 164.2721 + 45 = 143.6**
Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), ***M = 0.294 · PS · MRS · (KTMAX · KB + KTMIN) · KPSR · KOB · B / (10^7 · RO)*** = **0.294 · 2.4752 · 143.6 · (0.67 · 1 + 0.09) · 0.1 · 1.386 · 81620 / (10^7 · 0.857) = 0.1048**
Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), ***G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX) / 10^4*** = **(0.163 · 2.4752 · 143.6 · 0.67 · 0.1 · 1 · 10.4381) / 10^4 = 0.00405**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **72.46**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **72.46 · 0.1048 / 100 = 0.07593808**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **72.46 · 0.00405 / 100 = 0.00293463**

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **26.8**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **26.8 · 0.1048 / 100 = 0.0280864**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **26.8 · 0.00405 / 100 = 0.0010854**

Примесь: 0602 Бензол (64)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **0.35**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **0.35 · 0.1048 / 100 = 0.0003668**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **0.35 · 0.00405 / 100 = 0.000014175**

Примесь: 0621 Метилбензол (349)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **0.22**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **0.22 · 0.1048 / 100 = 0.00023056**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **0.22 · 0.00405 / 100 = 0.00000891**

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **0.11**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **0.11 · 0.1048 / 100 = 0.00011528**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **0.11 · 0.00405 / 100 = 0.000004455**

Код	***Наименование ЗВ***	***Выброс г/с***	***Выброс т/год***
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.00293463	0.07593808
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0010854	0.0280864
0602	Бензол (64)	0.000014175	0.0003668
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000004455	0.00011528
0621	Метилбензол (349)	0.00000891	0.00023056

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: №0002 Резервуар сбора нефти (РВС №2), 1000м3
Источник выделения: №0002, дыхательный клапан
Список литературы:
1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих
веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п 5.

Вид выброса, ***VV*** = **Выбросы паров нефти и бензинов**
Нефтепродукт, ***NPNAME*** = **Сырая нефть**
Минимальная температура смеси, гр.С, ***TMIN*** = **-30**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** = **0.09**
KTMIN = **0.09**
Максимальная температура смеси, гр.С, ***TMAX*** = **26**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** = **0.67**
KTMAX = **0.67**
Режим эксплуатации, ***_NAME_*** = **"буферная емкость" (все типы резервуаров)**
Конструкция резервуаров, ***_NAME_*** = **Наземный вертикальный**
Объем одного резервуара данного типа, м3, ***VI*** = **1000**
Количество резервуаров данного типа, ***NR*** = **1**
Количество групп одноцелевых резервуаров, ***KNR*** = **1**
Категория веществ, ***_NAME_*** = **А, Б, В**
Значение Kpsr (Прил.8), ***KPSR*** = **0.1**
Значение Kpmax (Прил.8), ***KPM*** = **0.1**
Коэффициент , ***KPSR*** = **0.1**
Коэффициент, ***KPMAX*** = **0.1**
Общий объем резервуаров, м3, ***V*** = **1000**
Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, ***B*** = **81620**
Плотность смеси, т/м3, ***RO*** = **0.8570**
Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), ***NN = B / (RO · V)*** = **81620 / (0.857 · 1000) = 95.2**
Коэффициент (Прил. 10), ***KOB*** = **1.386**
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой
из резервуара во время его закачки, м3/час, ***VCMAX*** = **10.4381**
Давление паров смеси, мм.рт.ст., ***PS*** = **2.4752**
, ***P*** = **2.4752**
Коэффициент, ***KB*** = **1**
Температура начала кипения смеси, гр.С, ***TKIP*** = **164.2721**
Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, ***MRS = 0.6 · TKIP + 45*** = **0.6 · 164.2721 + 45 = 143.6**
Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), ***M = 0.294 · PS · MRS · (KTMAX · KB + KTMIN) · KPSR · KOB · B / (10^7 · RO)*** = **0.294 · 2.4752 · 143.6 · (0.67 · 1 + 0.09) · 0.1 · 1.386 · 81620 / (10^7 · 0.857) = 0.1048**
Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), ***G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX) / 10^4*** = **(0.163 · 2.4752 · 143.6 · 0.67 · 0.1 · 1 · 10.4381) / 10^4 = 0.00405**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **72.46**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **72.46 · 0.1048 / 100 = 0.07593808**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **72.46 · 0.00405 / 100 = 0.00293463**

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **26.8**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **26.8 · 0.1048 / 100 = 0.0280864**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **26.8 · 0.00405 / 100 = 0.0010854**

Примесь: 0602 Бензол (64)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **0.35**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **0.35 · 0.1048 / 100 = 0.0003668**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **0.35 · 0.00405 / 100 = 0.000014175**

Примесь: 0621 Метилбензол (349)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **0.22**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **0.22 · 0.1048 / 100 = 0.00023056**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **0.22 · 0.00405 / 100 = 0.00000891**

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **0.11**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **0.11 · 0.1048 / 100 = 0.00011528**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **0.11 · 0.00405 / 100 = 0.000004455**

Код	***Наименование ЗВ***	***Выброс г/с***	***Выброс т/год***
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.00293463	0.07593808

0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0010854	0.0280864
0602	Бензол (64)	0.000014175	0.0003668
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000004455	0.00011528
0621	Метилбензол (349)	0.00000891	0.00023056

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: №0003 Технологический резервуар нефти (РВС №3), 1000м3
Источник выделения: №0003, дыхательный клапан
Список литературы:
1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих
веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п 5.

Вид выброса, ***VV*** = **Выбросы паров нефти и бензинов**
Нефтепродукт, ***NPNAME*** = **Сырая нефть**
Минимальная температура смеси, гр.С, ***TMIN*** = **-30**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** = **0.09**
KTMIN = **0.09**
Максимальная температура смеси, гр.С, ***TMAX*** = **26**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** = **0.67**
KTMAX = **0.67**
Режим эксплуатации, ***_NAME_*** = **"буферная емкость" (все типы резервуаров)**
Конструкция резервуаров, ***_NAME_*** = **Наземный вертикальный**
Объем одного резервуара данного типа, м3, ***VI*** = **1000**
Количество резервуаров данного типа, ***NR*** = **1**
Количество групп одноцелевых резервуаров, ***KNR*** = **1**
Категория веществ, ***_NAME_*** = **А, Б, В**
Значение Kpsr (Прил.8), ***KPSR*** = **0.1**
Значение Kpmax (Прил.8), ***KPM*** = **0.1**
Коэффициент , ***KPSR*** = **0.1**
Коэффициент, ***KPMAX*** = **0.1**
Общий объем резервуаров, м3, ***V*** = **1000**
Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, ***B*** = **81620**
Плотность смеси, т/м3, ***RO*** = **0.8570**
Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), ***NN = B / (RO · V)*** = **81620 / (0.857 · 1000) = 95.2**
Коэффициент (Прил. 10), ***KOB*** = **1.386**
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой
из резервуара во время его закачки, м3/час, ***VCMAX*** = **10.4381**
Давление паров смеси, мм.рт.ст., ***PS*** = **2.4752**
, ***P*** = **2.4752**
Коэффициент, ***KB*** = **1**
Температура начала кипения смеси, гр.С, ***TKIP*** = **164.2721**
Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, ***MRS = 0.6 · TKIP + 45*** = **0.6 · 164.2721 + 45 = 143.6**
Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), ***M = 0.294 · PS · MRS · (KTMAX · KB + KTMIN) · KPSR · KOB · B / (10^7 · RO)*** = **0.294 · 2.4752 · 143.6 · (0.67 · 1 + 0.09) · 0.1 · 1.386 · 81620 / (10^7 · 0.857) = 0.1048**
Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), ***G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX) / 10^4*** = **(0.163 · 2.4752 · 143.6 · 0.67 · 0.1 · 1 · 10.4381) / 10^4 = 0.00405**

<u>Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)</u>
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **72.46**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **72.46 · 0.1048 / 100 = 0.07593808**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **72.46 · 0.00405 / 100 = 0.00293463**

<u>Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)</u>
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **26.8**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **26.8 · 0.1048 / 100 = 0.0280864**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **26.8 · 0.00405 / 100 = 0.0010854**

<u>Примесь: 0602 Бензол (64)</u>
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **0.35**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **0.35 · 0.1048 / 100 = 0.0003668**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 0.35 · 0.00405 / 100 = 0.000014175**

Примесь: 0621 Метилбензол (349)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 0.22**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 0.22 · 0.1048 / 100 = 0.00023056**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 0.22 · 0.00405 / 100 = 0.00000891**

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 0.11**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 0.11 · 0.1048 / 100 = 0.00011528**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 0.11 · 0.00405 / 100 = 0.000004455**

Код	*Наименование ЗВ*	*Выброс г/с*	*Выброс т/год*
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.00293463	0.07593808
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0010854	0.0280864
0602	Бензол (64)	0.000014175	0.0003668
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000004455	0.00011528
0621	Метилбензол (349)	0.00000891	0.00023056

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: №0004 Технологический резервуар нефти (РВС №4), 2000м3
Источник выделения: №0004, дыхательный клапан
Список литературы:
1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих
веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п 5.
Вид выброса, ***VV*** **= Выбросы паров нефти и бензинов**
Нефтепродукт, ***NPNAME*** **= Сырая нефть**
Минимальная температура смеси, гр.С, ***TMIN*** **= -30**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** **= 0.09**
KTMIN **= 0.09**
Максимальная температура смеси, гр.С, ***TMAX*** **= 26**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** **= 0.67**
KTMAX **= 0.67**
Режим эксплуатации, ***_NAME_*** **= "буферная емкость" (все типы резервуаров)**
Конструкция резервуаров, ***_NAME_*** **= Наземный вертикальный**
Объем одного резервуара данного типа, м3, ***VI*** **= 2000**
Количество резервуаров данного типа, ***NR*** **= 1**
Количество групп одноцелевых резервуаров, ***KNR*** **= 1**
Категория веществ, ***_NAME_*** **= А, Б, В**
Значение Kpsr (Прил.8), ***KPSR*** **= 0.1**
Значение Kpmax (Прил.8), ***KPM*** **= 0.1**
Коэффициент , ***KPSR*** **= 0.1**
Коэффициент, ***KPMAX*** **= 0.1**
Общий объем резервуаров, м3, ***V*** **= 2000**
Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, ***B*** **= 81620**
Плотность смеси, т/м3, ***RO*** **= 0.8570**
Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), ***NN = B / (RO · V)*** **= 81620 / (0.857 · 2000) = 47.6**
Коэффициент (Прил. 10), ***KOB*** **= 1.905**
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой
из резервуара во время его закачки, м3/час, ***VCMAX*** **= 10.4381**
Давление паров смеси, мм.рт.ст., ***PS*** **= 2.4752**
, ***P*** **= 2.4752**
Коэффициент, ***KB*** **= 1**
Температура начала кипения смеси, гр.С, ***TKIP*** **= 164.2721**
Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, ***MRS = 0.6 · TKIP + 45*** **= 0.6 · 164.2721 + 45 = 143.6**
Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), ***M = 0.294 · PS · MRS · (KTMAX · KB + KTMIN) · KPSR · KOB · B / (10^7 · RO)*** **= 0.294 · 2.4752 · 143.6 · (0.67 · 1 + 0.09) · 0.1 · 1.905 · 81620 / (10^7 · 0.857) = 0.144**
Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), ***G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX) / 10^4*** **= (0.163 · 2.4752 · 143.6 · 0.67 · 0.1 · 1 · 10.4381) / 10^4 = 0.00405**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **72.46**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_*** = ***CI · M / 100*** = **72.46 · 0.144 / 100 = 0.1043424**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_*** = ***CI · G / 100*** = **72.46 · 0.00405 / 100 = 0.00293463**

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **26.8**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_*** = ***CI · M / 100*** = **26.8 · 0.144 / 100 = 0.0385920**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_*** = ***CI · G / 100*** = **26.8 · 0.00405 / 100 = 0.0010854**

Примесь: 0602 Бензол (64)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **0.35**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_*** = ***CI · M / 100*** = **0.35 · 0.144 / 100 = 0.0005040**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_*** = ***CI · G / 100*** = **0.35 · 0.00405 / 100 = 0.000014175**

Примесь: 0621 Метилбензол (349)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **0.22**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_*** = ***CI · M / 100*** = **0.22 · 0.144 / 100 = 0.0003168**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_*** = ***CI · G / 100*** = **0.22 · 0.00405 / 100 = 0.00000891**

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **0.11**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_*** = ***CI · M / 100*** = **0.11 · 0.144 / 100 = 0.0001584**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_*** = ***CI · G / 100*** = **0.11 · 0.00405 / 100 = 0.000004455**

Код	*Наименование ЗВ*	*Выброс г/с*	*Выброс т/год*
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.00293463	0.1043424
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0010854	0.038592
0602	Бензол (64)	0.000014175	0.000504
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000004455	0.0001584
0621	Метилбензол (349)	0.00000891	0.0003168

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: № 0005 Резервуар хранения нефти (РВС №5), 1000м3
Источник выделения: №0005, дыхательный клапан
Список литературы:
1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих
веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п 5.
Вид выброса, ***VV*** = **Выбросы паров нефти и бензинов**
Нефтепродукт, ***NPNAME*** = **Сырая нефть**
Минимальная температура смеси, гр.С, ***TMIN*** = **-30**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** = **0.09**
KTMIN = **0.09**
Максимальная температура смеси, гр.С, ***TMAX*** = **26**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** = **0.67**
KTMAX = **0.67**
Режим эксплуатации, ***_NAME_*** = **"буферная емкость" (все типы резервуаров)**
Конструкция резервуаров, ***_NAME_*** = **Наземный вертикальный**
Объем одного резервуара данного типа, м3, ***VI*** = **1000**
Количество резервуаров данного типа, ***NR*** = **1**
Количество групп одноцелевых резервуаров, ***KNR*** = **1**
Категория веществ, ***_NAME_*** = **А, Б, В**
Значение Kpsr (Прил.8), ***KPSR*** = **0.1**
Значение Kpmax (Прил.8), ***KPM*** = **0.1**
Коэффициент , ***KPSR*** = **0.1**
Коэффициент, ***KPMAX*** = **0.1**
Общий объем резервуаров, м3, ***V*** = **1000**
Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, ***B*** = **81620**
Плотность смеси, т/м3, ***RO*** = **0.8570**
Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), ***NN = B / (RO · V)*** = **81620 / (0.857 · 1000) = 95.2**

Коэффициент (Прил. 10), ***KOB*** **= 1.386**
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой
из резервуара во время его закачки, м3/час, ***VCMAX*** **= 10.4381**
Давление паров смеси, мм.рт.ст., ***PS*** **= 2.4752**
, ***P*** **= 2.4752**
Коэффициент, ***KB*** **= 1**
Температура начала кипения смеси, гр.С, ***TKIP*** **= 164.2721**
Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, ***MRS = 0.6 · TKIP + 45*** **= 0.6 · 164.2721 + 45 = 143.6**
Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), ***M = 0.294 · PS · MRS · (KTMAX · KB + KTMIN) · KPSR · KOB · B / (10^7 · RO)*** **= 0.294 · 2.4752 · 143.6 · (0.67 · 1 + 0.09) · 0.1 · 1.386 · 81620 / (10^7 · 0.857) = 0.1048**
Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), ***G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX) / 10^4*** **= (0.163 · 2.4752 · 143.6 · 0.67 · 0.1 · 1 · 10.4381) / 10^4 = 0.00405**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 72.46**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 72.46 · 0.1048 / 100 = 0.07593808**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 72.46 · 0.00405 / 100 = 0.00293463**

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 26.8**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 26.8 · 0.1048 / 100 = 0.0280864**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 26.8 · 0.00405 / 100 = 0.0010854**

Примесь: 0602 Бензол (64)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 0.35**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 0.35 · 0.1048 / 100 = 0.0003668**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 0.35 · 0.00405 / 100 = 0.000014175**

Примесь: 0621 Метилбензол (349)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 0.22**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 0.22 · 0.1048 / 100 = 0.00023056**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 0.22 · 0.00405 / 100 = 0.00000891**

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 0.11**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 0.11 · 0.1048 / 100 = 0.00011528**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 0.11 · 0.00405 / 100 = 0.000004455**

Код	***Наименование ЗВ***	***Выброс г/с***	***Выброс т/год***
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.00293463	0.07593808
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0010854	0.0280864
0602	Бензол (64)	0.000014175	0.0003668
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000004455	0.00011528
0621	Метилбензол (349)	0.00000891	0.00023056

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: №6001 Площадка 113-ти скважин
Источник выделения: №6001, ЗРА и ФС
Список литературы:
1. "Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов" от 29 июля 2011 года № 196-п;
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
3. Методические указания по определению выбросов загрязняющих
веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: **Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)**
Наименование технологического потока: Поток №8
Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), ***Q*** **= 0.012996**
Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), ***X*** **= 0.365**

Общее количество данного оборудования, шт., N = **339**
Среднее время работы данного оборудования, час/год, $_T_$ = **8760**
Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N$ = **0.365 · 0.012996 · 339 = 1.608**
Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6$ = **1.608 / 3.6 = 0.447**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, C = **72.46**
Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100$ = **0.447 · 72.46 / 100 = 0.3238962**
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6$ = **0.3238962 · 8760 · 3600 / 10^6 = 10.2143905632**

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, C = **26.8**
Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100$ = **0.447 · 26.8 / 100 = 0.119796**
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6$ = **0.119796 · 8760 · 3600 / 10^6 = 3.777886656**

Примесь: 0602 Бензол (64)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, C = **0.35**
Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100$ = **0.447 · 0.35 / 100 = 0.0015645**
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6$ = **0.0015645 · 8760 · 3600 / 10^6 = 0.049338072**

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, C = **0.11**
Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100$ = **0.447 · 0.11 / 100 = 0.0004917**
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6$ = **0.0004917 · 8760 · 3600 / 10^6 = 0.0155062512**

Примесь: 0621 Метилбензол (349)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, C = **0.22**
Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100$ = **0.447 · 0.22 / 100 = 0.0009834**
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6$ = **0.0009834 · 8760 · 3600 / 10^6 = 0.0310125024**

Наименование оборудования: **Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)**
Наименование технологического потока: Поток №8
Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), Q = **0.000396**
Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), X = **0.05**
Общее количество данного оборудования, шт., N = **1017**
Среднее время работы данного оборудования, час/год, $_T_$ = **8760**
Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N$ = **0.05 · 0.000396 · 1017 = 0.02014**
Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6$ = **0.02014 / 3.6 = 0.0056**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, C = **72.46**
Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100$ = **0.0056 · 72.46 / 100 = 0.00405776**
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6$ = **0.00405776 · 8760 · 3600 / 10^6 = 0.12796551936**

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, C = **26.8**
Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100$ = **0.0056 · 26.8 / 100 = 0.0015008**
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6$ = **0.0015008 · 8760 · 3600 / 10^6 = 0.0473292288**

Примесь: 0602 Бензол (64)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, C = **0.35**
Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100$ = **0.0056 · 0.35 / 100 = 0.0000196**
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6$ = **0.0000196 · 8760 · 3600 / 10^6 = 0.0006181056**

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, C = **0.11**
Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100$ = **0.0056 · 0.11 / 100 = 0.00000616**
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6$ = **0.00000616 · 8760 · 3600 / 10^6 = 0.00019426176**

Примесь: 0621 Метилбензол (349)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, C = **0.22**
Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100$ = **0.0056 · 0.22 / 100 = 0.00001232**
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6$ = **0.00001232 · 8760 · 3600 / 10^6 = 0.00038852352**

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	***Технологич. поток***	***Общее кол-во, шт.***	***Время работы, ч/г***
Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	339	8760
Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	1017	8760

Итоговая таблица:

Код	***Наименование ЗВ***	***Выброс г/с***	***Выброс т/год***
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.3238962	10.3423560826
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.119796	3.8252158848
0602	Бензол (64)	0.0015645	0.0499561776
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0004917	0.01570051296
0621	Метилбензол (349)	0.0009834	0.03140102592

2- рекомендуемый вариант

2025 год

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: №0001 Технологический резервуар нефти (РВС №1), 1000м3
Источник выделения: №0001, дыхательный клапан
Список литературы:
1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих
веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п 5.
Вид выброса, ***VV*** = **Выбросы паров нефти и бензинов**
Нефтепродукт, ***NPNAME*** = **Сырая нефть**
Минимальная температура смеси, гр.С, ***TMIN*** = **-30**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** = **0.09**
KTMIN = **0.09**
Максимальная температура смеси, гр.С, ***TMAX*** = **26**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** = **0.67**
KTMAX = **0.67**
Режим эксплуатации, ***_NAME_*** = **"буферная емкость" (все типы резервуаров)**
Конструкция резервуаров, ***_NAME_*** = **Наземный вертикальный**
Объем одного резервуара данного типа, м3, ***VI*** = **1000**
Количество резервуаров данного типа, ***NR*** = **1**
Количество групп одноцелевых резервуаров, ***KNR*** = **1**
Категория веществ, ***_NAME_*** = **А, Б, В**
Значение Kpsr (Прил.8), ***KPSR*** = **0.1**
Значение Kpmax (Прил.8), ***KPM*** = **0.1**
Коэффициент , ***KPSR*** = **0.1**
Коэффициент, ***KPMAX*** = **0.1**
Общий объем резервуаров, м3, ***V*** = **1000**
Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, ***B*** = **107910**
Плотность смеси, т/м3, ***RO*** = **0.8570**
Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), ***NN = B / (RO · V)*** = **107910 / (0.857 · 1000) = 125.9**
Коэффициент (Прил. 10), ***KOB*** = **1.35**
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой
из резервуара во время его закачки, м3/час, ***VCMAX*** = **13.8558**
Давление паров смеси, мм.рт.ст., ***PS*** = **2.4752**
, ***P*** = **2.4752**
Коэффициент, ***KB*** = **1**
Температура начала кипения смеси, гр.С, ***TKIP*** = **164.2721**
Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, ***MRS = 0.6 · TKIP + 45*** = **0.6 · 164.2721 + 45 = 143.6**

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), ***M = 0.294 · PS · MRS · (KTMAX · KB + KTMIN) · KPSR · KOB · B / (10^7 · RO)*** **= 0.294 · 2.4752 · 143.6 · (0.67 · 1 + 0.09) · 0.1 · 1.35 · 107910 / (10^7 · 0.857) = 0.135**
Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), ***G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX) / 10^4*** **= (0.163 · 2.4752 · 143.6 · 0.67 · 0.1 · 1 · 13.8558) / 10^4 = 0.00538**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 72.46**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 72.46 · 0.135 / 100 = 0.0978210**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 72.46 · 0.00538 / 100 = 0.003898348**

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 26.8**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 26.8 · 0.135 / 100 = 0.0361800**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 26.8 · 0.00538 / 100 = 0.00144184**

Примесь: 0602 Бензол (64)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 0.35**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 0.35 · 0.135 / 100 = 0.0004725**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 0.35 · 0.00538 / 100 = 0.00001883**

Примесь: 0621 Метилбензол (349)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 0.22**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 0.22 · 0.135 / 100 = 0.0002970**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 0.22 · 0.00538 / 100 = 0.000011836**

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 0.11**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 0.11 · 0.135 / 100 = 0.0001485**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 0.11 · 0.00538 / 100 = 0.000005918**

Код	***Наименование ЗВ***	***Выброс г/с***	***Выброс т/год***
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.003898348	0.097821
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.00144184	0.03618
0602	Бензол (64)	0.00001883	0.0004725
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000005918	0.0001485
0621	Метилбензол (349)	0.000011836	0.000297

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: №0002 Резервуар сбора нефти (РВС №2), 1000м3
Источник выделения: №0002, дыхательный клапан
Список литературы:
1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п 5.
Вид выброса, ***VV*** **= Выбросы паров нефти и бензинов**
Нефтепродукт, ***NPNAME*** **= Сырая нефть**
Минимальная температура смеси, гр.С, ***TMIN*** **= -30**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** **= 0.09**
KTMIN **= 0.09**
Максимальная температура смеси, гр.С, ***TMAX*** **= 26**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** **= 0.67**
KTMAX **= 0.67**
Режим эксплуатации, ***_NAME_*** **= "буферная емкость" (все типы резервуаров)**
Конструкция резервуаров, ***_NAME_*** **= Наземный вертикальный**
Объем одного резервуара данного типа, м3, ***VI*** **= 1000**
Количество резервуаров данного типа, ***NR*** **= 1**
Количество групп одноцелевых резервуаров, ***KNR*** **= 1**
Категория веществ, ***_NAME_*** **= А, Б, В**
Значение Kpsr (Прил.8), ***KPSR*** **= 0.1**
Значение Kpmax (Прил.8), ***KPM*** **= 0.1**
Коэффициент , ***KPSR*** **= 0.1**

Коэффициент, ***KPMAX*** = **0.1**
Общий объем резервуаров, м3, ***V*** = **1000**
Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, ***B*** = **107910**
Плотность смеси, т/м3, ***RO*** = **0.8570**
Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), ***NN = B / (RO · V)*** = **107910 / (0.857 · 1000) = 125.9**
Коэффициент (Прил. 10), ***KOB*** = **1.35**
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой
из резервуара во время его закачки, м3/час, ***VCMAX*** = **13.8558**
Давление паров смеси, мм.рт.ст., ***PS*** = **2.4752**
, ***P*** = **2.4752**
Коэффициент, ***KB*** = **1**
Температура начала кипения смеси, гр.С, ***TKIP*** = **164.2721**
Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, ***MRS = 0.6 · TKIP + 45*** = **0.6 · 164.2721 + 45 = 143.6**
Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), ***M = 0.294 · PS · MRS · (KTMAX · KB + KTMIN) · KPSR · KOB · B / (10^7 · RO)*** = **0.294 · 2.4752 · 143.6 · (0.67 · 1 + 0.09) · 0.1 · 1.35 · 107910 / (10^7 · 0.857) = 0.135**
Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), ***G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX) / 10^4*** = **(0.163 · 2.4752 · 143.6 · 0.67 · 0.1 · 1 · 13.8558) / 10^4 = 0.00538**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **72.46**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **72.46 · 0.135 / 100 = 0.0978210**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **72.46 · 0.00538 / 100 = 0.003898348**

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **26.8**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **26.8 · 0.135 / 100 = 0.0361800**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **26.8 · 0.00538 / 100 = 0.00144184**

Примесь: 0602 Бензол (64)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **0.35**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **0.35 · 0.135 / 100 = 0.0004725**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **0.35 · 0.00538 / 100 = 0.00001883**

Примесь: 0621 Метилбензол (349)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **0.22**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **0.22 · 0.135 / 100 = 0.0002970**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **0.22 · 0.00538 / 100 = 0.000011836**

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **0.11**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **0.11 · 0.135 / 100 = 0.0001485**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **0.11 · 0.00538 / 100 = 0.000005918**

Код	***Наименование ЗВ***	***Выброс г/с***	***Выброс т/год***
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.003898348	0.097821
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.00144184	0.03618
0602	Бензол (64)	0.00001883	0.0004725
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000005918	0.0001485
0621	Метилбензол (349)	0.000011836	0.000297

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: №0003 Технологический резервуар нефти (РВС №3), 1000м3
Источник выделения: №0003, дыхательный клапан
Список литературы:
1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих
веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п 5.
Вид выброса, ***VV*** = **Выбросы паров нефти и бензинов**
Нефтепродукт, ***NPNAME*** = **Сырая нефть**
Минимальная температура смеси, гр.С, ***TMIN*** = **-30**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** = **0.09**

KTMIN **= 0.09**
Максимальная температура смеси, гр.С, ***TMAX*** **= 26**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** **= 0.67**
KTMAX **= 0.67**
Режим эксплуатации, ***_NAME_*** **= "буферная емкость" (все типы резервуаров)**
Конструкция резервуаров, ***_NAME_*** **= Наземный вертикальный**
Объем одного резервуара данного типа, м3, ***VI*** **= 1000**
Количество резервуаров данного типа, ***NR*** **= 1**
Количество групп одноцелевых резервуаров, ***KNR*** **= 1**
Категория веществ, ***_NAME_*** **= А, Б, В**
Значение Kpsr (Прил.8), ***KPSR*** **= 0.1**
Значение Kpmax (Прил.8), ***KPM*** **= 0.1**
Коэффициент , ***KPSR*** **= 0.1**
Коэффициент, ***KPMAX*** **= 0.1**
Общий объем резервуаров, м3, ***V*** **= 1000**
Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, ***B*** **= 107910**
Плотность смеси, т/м3, ***RO*** **= 0.8570**
Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), ***NN = B / (RO · V)*** **= 107910 / (0.857 · 1000) = 125.9**
Коэффициент (Прил. 10), ***KOB*** **= 1.35**
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой
из резервуара во время его закачки, м3/час, ***VCMAX*** **= 13.8558**
Давление паров смеси, мм.рт.ст., ***PS*** **= 2.4752**
, ***P*** **= 2.4752**
Коэффициент, ***KB*** **= 1**
Температура начала кипения смеси, гр.С, ***TKIP*** **= 164.2721**
Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, ***MRS = 0.6 · TKIP + 45*** **= 0.6 · 164.2721 + 45 = 143.6**
Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), ***M = 0.294 · PS · MRS · (KTMAX · KB + KTMIN) · KPSR · KOB · B / (10^7 · RO)*** **= 0.294 · 2.4752 · 143.6 · (0.67 · 1 + 0.09) · 0.1 · 1.35 · 107910 / (10^7 · 0.857) = 0.135**
Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), ***G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX) / 10^4*** **= (0.163 · 2.4752 · 143.6 · 0.67 · 0.1 · 1 · 13.8558) / 10^4 = 0.00538**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 72.46**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 72.46 · 0.135 / 100 = 0.0978210**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 72.46 · 0.00538 / 100 = 0.003898348**

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 26.8**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 26.8 · 0.135 / 100 = 0.0361800**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 26.8 · 0.00538 / 100 = 0.00144184**

Примесь: 0602 Бензол (64)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 0.35**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 0.35 · 0.135 / 100 = 0.0004725**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 0.35 · 0.00538 / 100 = 0.00001883**

Примесь: 0621 Метилбензол (349)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 0.22**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 0.22 · 0.135 / 100 = 0.0002970**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 0.22 · 0.00538 / 100 = 0.000011836**

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 0.11**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 0.11 · 0.135 / 100 = 0.0001485**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 0.11 · 0.00538 / 100 = 0.000005918**

Код	***Наименование ЗВ***	***Выброс г/с***	***Выброс т/год***
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.003898348	0.097821
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.00144184	0.03618
0602	Бензол (64)	0.00001883	0.0004725
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000005918	0.0001485
0621	Метилбензол (349)	0.000011836	0.000297

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: №0004 Технологический резервуар нефти (РВС №4), 2000м3
Источник выделения: №0004, дыхательный клапан
Список литературы:
1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих
веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п 5.
Вид выброса, ***VV*** = **Выбросы паров нефти и бензинов**
Нефтепродукт, ***NPNAME*** = **Сырая нефть**
Минимальная температура смеси, гр.С, ***TMIN*** = **-30**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** = **0.09**
KTMIN = **0.09**
Максимальная температура смеси, гр.С, ***TMAX*** = **26**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** = **0.67**
KTMAX = **0.67**
Режим эксплуатации, ***_NAME_*** = **"буферная емкость" (все типы резервуаров)**
Конструкция резервуаров, ***_NAME_*** = **Наземный вертикальный**
Объем одного резервуара данного типа, м3, ***VI*** = **2000**
Количество резервуаров данного типа, ***NR*** = **1**
Количество групп одноцелевых резервуаров, ***KNR*** = **1**
Категория веществ, ***_NAME_*** = **А, Б, В**
Значение Kpsr (Прил.8), ***KPSR*** = **0.1**
Значение Kpmax (Прил.8), ***KPM*** = **0.1**
Коэффициент , ***KPSR*** = **0.1**
Коэффициент, ***KPMAX*** = **0.1**
Общий объем резервуаров, м3, ***V*** = **2000**
Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, ***B*** = **107910**
Плотность смеси, т/м3, ***RO*** = **0.8570**
Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), ***NN = B / (RO · V)*** = **107910 / (0.857 · 2000) = 63**
Коэффициент (Прил. 10), ***KOB*** = **1.713**
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой
из резервуара во время его закачки, м3/час, ***VCMAX*** = **13.8558**
Давление паров смеси, мм.рт.ст., ***PS*** = **2.4752**
, ***P*** = **2.4752**
Коэффициент, ***KB*** = **1**
Температура начала кипения смеси, гр.С, ***TKIP*** = **164.2721**
Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, ***MRS = 0.6 · TKIP + 45*** = **0.6 · 164.2721 + 45 = 143.6**
Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), ***M = 0.294 · PS · MRS · (KTMAX · KB + KTMIN) · KPSR · KOB · B / (10^7 · RO)*** = **0.294 · 2.4752 · 143.6 · (0.67 · 1 + 0.09) · 0.1 · 1.713 · 107910 / (10^7 · 0.857) = 0.1713**
Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), ***G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX) / 10^4*** = **(0.163 · 2.4752 · 143.6 · 0.67 · 0.1 · 1 · 13.8558) / 10^4 = 0.00538**

<u>Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)</u>
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **72.46**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **72.46 · 0.1713 / 100 = 0.12412398**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **72.46 · 0.00538 / 100 = 0.003898348**

<u>Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)</u>
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **26.8**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **26.8 · 0.1713 / 100 = 0.0459084**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **26.8 · 0.00538 / 100 = 0.00144184**

<u>Примесь: 0602 Бензол (64)</u>
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **0.35**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **0.35 · 0.1713 / 100 = 0.00059955**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **0.35 · 0.00538 / 100 = 0.00001883**

<u>Примесь: 0621 Метилбензол (349)</u>
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **0.22**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **0.22 · 0.1713 / 100 = 0.00037686**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **0.22 · 0.00538 / 100 = 0.000011836**

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 0.11**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_*** **=** ***CI · M / 100*** **= 0.11 · 0.1713 / 100 = 0.00018843**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_*** **=** ***CI · G / 100*** **= 0.11 · 0.00538 / 100 = 0.000005918**

Код	*Наименование ЗВ*	*Выброс г/с*	*Выброс т/год*
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.003898348	0.12412398
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.00144184	0.0459084
0602	Бензол (64)	0.00001883	0.00059955
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000005918	0.00018843
0621	Метилбензол (349)	0.000011836	0.00037686

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: № 0005 Резервуар хранения нефти (РВС №5), 1000м3
Источник выделения: №0005, дыхательный клапан
Список литературы:
1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих
веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п 5.
Вид выброса, ***VV*** **= Выбросы паров нефти и бензинов**
Нефтепродукт, ***NPNAME*** **= Сырая нефть**
Минимальная температура смеси, гр.С, ***TMIN*** **= -30**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** **= 0.09**
KTMIN **= 0.09**
Максимальная температура смеси, гр.С, ***TMAX*** **= 26**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** **= 0.67**
KTMAX **= 0.67**
Режим эксплуатации, ***_NAME_*** **= "буферная емкость" (все типы резервуаров)**
Конструкция резервуаров, ***_NAME_*** **= Наземный вертикальный**
Объем одного резервуара данного типа, м3, ***VI*** **= 1000**
Количество резервуаров данного типа, ***NR*** **= 1**
Количество групп одноцелевых резервуаров, ***KNR*** **= 1**
Категория веществ, ***_NAME_*** **= А, Б, В**
Значение Kpsr (Прил.8), ***KPSR*** **= 0.1**
Значение Kpmax (Прил.8), ***KPM*** **= 0.1**
Коэффициент , ***KPSR*** **= 0.1**
Коэффициент, ***KPMAX*** **= 0.1**
Общий объем резервуаров, м3, ***V*** **= 1000**
Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, ***B*** **= 107910**
Плотность смеси, т/м3, ***RO*** **= 0.8570**
Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), ***NN*** **=** ***B / (RO · V)*** **= 107910 / (0.857 · 1000) = 125.9**
Коэффициент (Прил. 10), ***KOB*** **= 1.35**
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой
из резервуара во время его закачки, м3/час, ***VCMAX*** **= 13.8558**
Давление паров смеси, мм.рт.ст., ***PS*** **= 2.4752**
, ***P*** **= 2.4752**
Коэффициент, ***KB*** **= 1**
Температура начала кипения смеси, гр.С, ***TKIP*** **= 164.2721**
Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, ***MRS*** **=** ***0.6 · TKIP + 45*** **= 0.6 · 164.2721 + 45 = 143.6**
Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), ***M = 0.294 · PS · MRS · (KTMAX · KB + KTMIN) · KPSR · KOB · B / (10^7 · RO)*** **= 0.294 · 2.4752 · 143.6 · (0.67 · 1 + 0.09) · 0.1 · 1.35 · 107910 / (10^7 · 0.857) = 0.135**
Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), ***G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX) / 10^4*** **= (0.163 · 2.4752 · 143.6 · 0.67 · 0.1 · 1 · 13.8558) / 10^4 = 0.00538**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 72.46**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_*** **=** ***CI · M / 100*** **= 72.46 · 0.135 / 100 = 0.0978210**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_*** **=** ***CI · G / 100*** **= 72.46 · 0.00538 / 100 = 0.003898348**

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 26.8**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **26.8 · 0.135 / 100 = 0.0361800**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **26.8 · 0.00538 / 100 = 0.00144184**

Примесь: 0602 Бензол (64)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **0.35**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **0.35 · 0.135 / 100 = 0.0004725**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **0.35 · 0.00538 / 100 = 0.00001883**

Примесь: 0621 Метилбензол (349)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **0.22**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **0.22 · 0.135 / 100 = 0.0002970**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **0.22 · 0.00538 / 100 = 0.000011836**

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **0.11**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **0.11 · 0.135 / 100 = 0.0001485**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **0.11 · 0.00538 / 100 = 0.000005918**

Код	*Наименование ЗВ*	*Выброс г/с*	*Выброс т/год*
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.003898348	0.097821
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.00144184	0.03618
0602	Бензол (64)	0.00001883	0.0004725
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000005918	0.0001485
0621	Метилбензол (349)	0.000011836	0.000297

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: №6001 Площадка 114-ти скважин
Источник выделения: №6001, ЗРА и ФС
Список литературы:
1. "Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов" от 29 июля 2011 года № 196-п;
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
3. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: **Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)**
Наименование технологического потока: Поток №8
Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), ***Q*** = **0.012996**
Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), ***X*** = **0.365**
Общее количество данного оборудования, шт., ***N*** = **342**
Среднее время работы данного оборудования, час/год, ***_T_*** = **8760**
Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), ***G = X · Q · N*** = **0.365 · 0.012996 · 342 = 1.622**
Суммарная утечка всех компонентов, г/с, ***G = G / 3.6*** = **1.622 / 3.6 = 0.451**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** = **72.46**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_ = G · C / 100*** = **0.451 · 72.46 / 100 = 0.3267946**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / 10^6*** = **0.3267946 · 8760 · 3600 / 10^6 = 10.3057945056**

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** = **26.8**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_ = G · C / 100*** = **0.451 · 26.8 / 100 = 0.120868**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / 10^6*** = **0.120868 · 8760 · 3600 / 10^6 = 3.811693248**

Примесь: 0602 Бензол (64)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** = **0.35**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_ = G · C / 100*** = **0.451 · 0.35 / 100 = 0.0015785**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / 10^6*** = **0.0015785 · 8760 · 3600 / 10^6 = 0.049779576**

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.11$
Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100 = 0.451 \cdot 0.11 / 100 = 0.0004961$
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.0004961 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0156450096$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.22$
Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100 = 0.451 \cdot 0.22 / 100 = 0.0009922$
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.0009922 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0312900192$

Наименование оборудования: **Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)**
Наименование технологического потока: Поток №8
Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.000396$
Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.05$
Общее количество данного оборудования, шт., $N = 1026$
Среднее время работы данного оборудования, час/год, $_T_ = 8760$
Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.05 \cdot 0.000396 \cdot 1026 = 0.0203$
Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0203 / 3.6 = 0.00564$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 72.46$
Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100 = 0.00564 \cdot 72.46 / 100 = 0.004086744$
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.004086744 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.12887955878$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 26.8$
Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100 = 0.00564 \cdot 26.8 / 100 = 0.00151152$
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.00151152 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.04766729472$

Примесь: 0602 Бензол (64)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.35$
Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100 = 0.00564 \cdot 0.35 / 100 = 0.00001974$
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.00001974 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00062252064$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.11$
Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100 = 0.00564 \cdot 0.11 / 100 = 0.000006204$
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.000006204 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00019564934$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.22$
Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100 = 0.00564 \cdot 0.22 / 100 = 0.000012408$
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.000012408 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00039129869$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	***Технологич. поток***	***Общее кол-во, шт.***	***Время работы, ч/г***
Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	342	8760
Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	1026	8760

Итоговая таблица:

Код	***Наименование ЗВ***	***Выброс г/с***	***Выброс т/год***
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.3267946	10.4346740644
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.120868	3.85936054272
0602	Бензол (64)	0.0015785	0.05040209664
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0004961	0.01584065894
0621	Метилбензол (349)	0.0009922	0.03168131789

2026 год

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: №0001 Технологический резервуар нефти (РВС №1), 1000м3
Источник выделения: №0001, дыхательный клапан
Список литературы:
1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих
веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п 5.
Вид выброса, ***VV*** = **Выбросы паров нефти и бензинов**
Нефтепродукт, ***NPNAME*** = **Сырая нефть**
Минимальная температура смеси, гр.С, ***TMIN*** = **-30**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** = **0.09**
KTMIN = **0.09**
Максимальная температура смеси, гр.С, ***TMAX*** = **26**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** = **0.67**
KTMAX = **0.67**
Режим эксплуатации, ***_NAME_*** = **"буферная емкость" (все типы резервуаров)**
Конструкция резервуаров, ***_NAME_*** = **Наземный вертикальный**
Объем одного резервуара данного типа, м3, ***VI*** = **1000**
Количество резервуаров данного типа, ***NR*** = **1**
Количество групп одноцелевых резервуаров, ***KNR*** = **1**
Категория веществ, ***_NAME_*** = **А, Б, В**
Значение Kpsr (Прил.8), ***KPSR*** = **0.1**
Значение Kpmax (Прил.8), ***KPM*** = **0.1**
Коэффициент , ***KPSR*** = **0.1**
Коэффициент, ***KPMAX*** = **0.1**
Общий объем резервуаров, м3, ***V*** = **1000**
Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, ***B*** = **101420**
Плотность смеси, т/м3, ***RO*** = **0.8570**
Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), ***NN = B / (RO · V)*** = **101420 / (0.857 · 1000) = 118.3**
Коэффициент (Прил. 10), ***KOB*** = **1.35**
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой
из резервуара во время его закачки, м3/час, ***VCMAX*** = **12.8592**
Давление паров смеси, мм.рт.ст., ***PS*** = **2.4752**
, ***P*** = **2.4752**
Коэффициент, ***KB*** = **1**
Температура начала кипения смеси, гр.С, ***TKIP*** = **164.2721**
Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, ***MRS = 0.6 · TKIP + 45*** = **0.6 · 164.2721 + 45 = 143.6**
Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), ***M = 0.294 · PS · MRS · (KTMAX · KB + KTMIN) · KPSR · KOB · B / (10^7 · RO)*** = **0.294 · 2.4752 · 143.6 · (0.67 · 1 + 0.09) · 0.1 · 1.35 · 101420 / (10^7 · 0.857) = 0.127**
Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), ***G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX) / 10^4*** = **(0.163 · 2.4752 · 143.6 · 0.67 · 0.1 · 1 · 12.8592) / 10^4 = 0.00499**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **72.46**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **72.46 · 0.127 / 100 = 0.0920242**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **72.46 · 0.00499 / 100 = 0.003615754**

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **26.8**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **26.8 · 0.127 / 100 = 0.0340360**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **26.8 · 0.00499 / 100 = 0.00133732**

Примесь: 0602 Бензол (64)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **0.35**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **0.35 · 0.127 / 100 = 0.0004445**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **0.35 · 0.00499 / 100 = 0.000017465**

Примесь: 0621 Метилбензол (349)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **0.22**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **0.22 · 0.127 / 100 = 0.0002794**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 0.22 · 0.00499 / 100 = 0.000010978**

<u>Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)</u>
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 0.11**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 0.11 · 0.127 / 100 = 0.0001397**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 0.11 · 0.00499 / 100 = 0.000005489**

Код	*Наименование ЗВ*	*Выброс г/с*	*Выброс т/год*
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.003615754	0.0920242
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.00133732	0.034036
0602	Бензол (64)	0.000017465	0.0004445
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000005489	0.0001397
0621	Метилбензол (349)	0.000010978	0.0002794

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: №0002 Резервуар сбора нефти (РВС №2), 1000м3
Источник выделения: №0002, дыхательный клапан
Список литературы:
1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих
веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п 5.
Вид выброса, ***VV*** **= Выбросы паров нефти и бензинов**
Нефтепродукт, ***NPNAME*** **= Сырая нефть**
Минимальная температура смеси, гр.С, ***TMIN*** **= -30**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** **= 0.09**
KTMIN **= 0.09**
Максимальная температура смеси, гр.С, ***TMAX*** **= 26**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** **= 0.67**
KTMAX **= 0.67**
Режим эксплуатации, ***_NAME_*** **= "буферная емкость" (все типы резервуаров)**
Конструкция резервуаров, ***_NAME_*** **= Наземный вертикальный**
Объем одного резервуара данного типа, м3, ***VI*** **= 1000**
Количество резервуаров данного типа, ***NR*** **= 1**
Количество групп одноцелевых резервуаров, ***KNR*** **= 1**
Категория веществ, ***_NAME_*** **= А, Б, В**
Значение Kpsr (Прил.8), ***KPSR*** **= 0.1**
Значение Kpmax (Прил.8), ***KPM*** **= 0.1**
Коэффициент , ***KPSR*** **= 0.1**
Коэффициент, ***KPMAX*** **= 0.1**
Общий объем резервуаров, м3, ***V*** **= 1000**
Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, ***B*** **= 101420**
Плотность смеси, т/м3, ***RO*** **= 0.8570**
Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), ***NN = B / (RO · V)*** **= 101420 / (0.857 · 1000) = 118.3**
Коэффициент (Прил. 10), ***KOB*** **= 1.35**
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой
из резервуара во время его закачки, м3/час, ***VCMAX*** **= 12.8592**
Давление паров смеси, мм.рт.ст., ***PS*** **= 2.4752**
, ***P*** **= 2.4752**
Коэффициент, ***KB*** **= 1**
Температура начала кипения смеси, гр.С, ***TKIP*** **= 164.2721**
Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, ***MRS = 0.6 · TKIP + 45*** **= 0.6 · 164.2721 + 45 = 143.6**
Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), ***M = 0.294 · PS · MRS · (KTMAX · KB + KTMIN) · KPSR · KOB · B / (10^7 · RO)*** **= 0.294 · 2.4752 · 143.6 · (0.67 · 1 + 0.09) · 0.1 · 1.35 · 101420 / (10^7 · 0.857) = 0.127**
Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), ***G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX) / 10^4*** **= (0.163 · 2.4752 · 143.6 · 0.67 · 0.1 · 1 · 12.8592) / 10^4 = 0.00499**

<u>Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)</u>
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 72.46**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 72.46 · 0.127 / 100 = 0.0920242**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 72.46 · 0.00499 / 100 = 0.003615754**

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **26.8**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_*** = ***CI · M / 100*** = **26.8 · 0.127 / 100 = 0.0340360**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_*** = ***CI · G / 100*** = **26.8 · 0.00499 / 100 = 0.00133732**

Примесь: 0602 Бензол (64)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **0.35**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_*** = ***CI · M / 100*** = **0.35 · 0.127 / 100 = 0.0004445**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_*** = ***CI · G / 100*** = **0.35 · 0.00499 / 100 = 0.000017465**

Примесь: 0621 Метилбензол (349)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **0.22**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_*** = ***CI · M / 100*** = **0.22 · 0.127 / 100 = 0.0002794**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_*** = ***CI · G / 100*** = **0.22 · 0.00499 / 100 = 0.000010978**

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **0.11**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_*** = ***CI · M / 100*** = **0.11 · 0.127 / 100 = 0.0001397**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_*** = ***CI · G / 100*** = **0.11 · 0.00499 / 100 = 0.000005489**

Код	***Наименование ЗВ***	***Выброс г/с***	***Выброс т/год***
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.003615754	0.0920242
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.00133732	0.034036
0602	Бензол (64)	0.000017465	0.0004445
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000005489	0.0001397
0621	Метилбензол (349)	0.000010978	0.0002794

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: №0003 Технологический резервуар нефти (РВС №3), 1000м3
Источник выделения: №0003, дыхательный клапан
Список литературы:
1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих
веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п 5.
Вид выброса, ***VV*** = **Выбросы паров нефти и бензинов**
Нефтепродукт, ***NPNAME*** = **Сырая нефть**
Минимальная температура смеси, гр.С, ***TMIN*** = **-30**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** = **0.09**
KTMIN = **0.09**
Максимальная температура смеси, гр.С, ***TMAX*** = **26**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** = **0.67**
KTMAX = **0.67**
Режим эксплуатации, ***_NAME_*** = **"буферная емкость" (все типы резервуаров)**
Конструкция резервуаров, ***_NAME_*** = **Наземный вертикальный**
Объем одного резервуара данного типа, м3, ***VI*** = **1000**
Количество резервуаров данного типа, ***NR*** = **1**
Количество групп одноцелевых резервуаров, ***KNR*** = **1**
Категория веществ, ***_NAME_*** = **А, Б, В**
Значение Kpsr (Прил.8), ***KPSR*** = **0.1**
Значение Kpmax (Прил.8), ***KPM*** = **0.1**
Коэффициент , ***KPSR*** = **0.1**
Коэффициент, ***KPMAX*** = **0.1**
Общий объем резервуаров, м3, ***V*** = **1000**
Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, ***B*** = **101420**
Плотность смеси, т/м3, ***RO*** = **0.8570**
Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), ***NN = B / (RO · V)*** = **101420 / (0.857 · 1000) = 118.3**
Коэффициент (Прил. 10), ***KOB*** = **1.35**
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой
из резервуара во время его закачки, м3/час, ***VCMAX*** = **12.8592**
Давление паров смеси, мм.рт.ст., ***PS*** = **2.4752**

, ***P*** = **2.4752**
Коэффициент, ***KB*** = **1**
Температура начала кипения смеси, гр.С, ***TKIP*** = **164.2721**
Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, ***MRS = 0.6 · TKIP + 45*** = **0.6 · 164.2721 + 45 = 143.6**
Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), ***M = 0.294 · PS · MRS · (KTMAX · KB + KTMIN) · KPSR · KOB · B / (10^7 · RO)*** = **0.294 · 2.4752 · 143.6 · (0.67 · 1 + 0.09) · 0.1 · 1.35 · 101420 / (10^7 · 0.857) = 0.127**
Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), ***G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX) / 10^4*** = **(0.163 · 2.4752 · 143.6 · 0.67 · 0.1 · 1 · 12.8592) / 10^4 = 0.00499**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **72.46**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **72.46 · 0.127 / 100 = 0.0920242**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **72.46 · 0.00499 / 100 = 0.003615754**

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **26.8**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **26.8 · 0.127 / 100 = 0.0340360**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **26.8 · 0.00499 / 100 = 0.00133732**

Примесь: 0602 Бензол (64)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **0.35**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **0.35 · 0.127 / 100 = 0.0004445**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **0.35 · 0.00499 / 100 = 0.000017465**

Примесь: 0621 Метилбензол (349)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **0.22**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **0.22 · 0.127 / 100 = 0.0002794**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **0.22 · 0.00499 / 100 = 0.000010978**

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **0.11**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **0.11 · 0.127 / 100 = 0.0001397**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **0.11 · 0.00499 / 100 = 0.000005489**

Код	*Наименование ЗВ*	*Выброс г/с*	*Выброс т/год*
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.003615754	0.0920242
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.00133732	0.034036
0602	Бензол (64)	0.000017465	0.0004445
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000005489	0.0001397
0621	Метилбензол (349)	0.000010978	0.0002794

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: №0004 Технологический резервуар нефти (РВС №4), 2000м3
Источник выделения: №0004, дыхательный клапан
Список литературы:
1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п 5.

Вид выброса, ***VV*** = **Выбросы паров нефти и бензинов**
Нефтепродукт, ***NPNAME*** = **Сырая нефть**
Минимальная температура смеси, гр.С, ***TMIN*** = **-30**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** = **0.09**
KTMIN = **0.09**
Максимальная температура смеси, гр.С, ***TMAX*** = **26**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** = **0.67**
KTMAX = **0.67**
Режим эксплуатации, ***_NAME_*** = **"буферная емкость" (все типы резервуаров)**
Конструкция резервуаров, ***_NAME_*** = **Наземный вертикальный**
Объем одного резервуара данного типа, м3, ***VI*** = **2000**
Количество резервуаров данного типа, ***NR*** = **1**

Количество групп одноцелевых резервуаров, ***KNR*** = **1**
Категория веществ, ***_NAME_*** = **А, Б, В**
Значение Kpsr (Прил.8), ***KPSR*** = **0.1**
Значение Kpmax (Прил.8), ***KPM*** = **0.1**
Коэффициент , ***KPSR*** = **0.1**
Коэффициент, ***KPMAX*** = **0.1**
Общий объем резервуаров, м3, ***V*** = **2000**
Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, ***B*** = **101420**
Плотность смеси, т/м3, ***RO*** = **0.8570**
Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), ***NN = B / (RO · V)*** = **101420 / (0.857 · 2000) = 59.2**
Коэффициент (Прил. 10), ***KOB*** = **1.76**
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой
из резервуара во время его закачки, м3/час, ***VCMAX*** = **12.8592**
Давление паров смеси, мм.рт.ст., ***PS*** = **2.4752**
, ***P*** = **2.4752**
Коэффициент, ***KB*** = **1**
Температура начала кипения смеси, гр.С, ***TKIP*** = **164.2721**
Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, ***MRS = 0.6 · TKIP + 45*** = **0.6 · 164.2721 + 45 = 143.6**
Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), ***M = 0.294 · PS · MRS · (KTMAX · KB + KTMIN) · KPSR · KOB · B / (10^7 · RO)*** = **0.294 · 2.4752 · 143.6 · (0.67 · 1 + 0.09) · 0.1 · 1.76 · 101420 / (10^7 · 0.857) = 0.1654**
Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), ***G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX) / 10^4*** = **(0.163 · 2.4752 · 143.6 · 0.67 · 0.1 · 1 · 12.8592) / 10^4 = 0.00499**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **72.46**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **72.46 · 0.1654 / 100 = 0.11984884**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **72.46 · 0.00499 / 100 = 0.003615754**

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **26.8**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **26.8 · 0.1654 / 100 = 0.0443272**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **26.8 · 0.00499 / 100 = 0.00133732**

Примесь: 0602 Бензол (64)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **0.35**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **0.35 · 0.1654 / 100 = 0.0005789**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **0.35 · 0.00499 / 100 = 0.000017465**

Примесь: 0621 Метилбензол (349)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **0.22**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **0.22 · 0.1654 / 100 = 0.00036388**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **0.22 · 0.00499 / 100 = 0.000010978**

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **0.11**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **0.11 · 0.1654 / 100 = 0.00018194**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **0.11 · 0.00499 / 100 = 0.000005489**

Код	***Наименование ЗВ***	***Выброс г/с***	***Выброс т/год***
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.003615754	0.11984884
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.00133732	0.0443272
0602	Бензол (64)	0.000017465	0.0005789
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000005489	0.00018194
0621	Метилбензол (349)	0.000010978	0.00036388

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: № 0005 Резервуар хранения нефти (РВС №5), 1000м3
Источник выделения: №0005, дыхательный клапан
Список литературы:
1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих
веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п 5.
Вид выброса, ***VV*** = **Выбросы паров нефти и бензинов**
Нефтепродукт, ***NPNAME*** = **Сырая нефть**
Минимальная температура смеси, гр.С, ***TMIN*** = **-30**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** = **0.09**
KTMIN = **0.09**
Максимальная температура смеси, гр.С, ***TMAX*** = **26**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** = **0.67**
KTMAX = **0.67**
Режим эксплуатации, ***_NAME_*** = **"буферная емкость" (все типы резервуаров)**
Конструкция резервуаров, ***_NAME_*** = **Наземный вертикальный**
Объем одного резервуара данного типа, м3, ***VI*** = **1000**
Количество резервуаров данного типа, ***NR*** = **1**
Количество групп одноцелевых резервуаров, ***KNR*** = **1**
Категория веществ, ***_NAME_*** = **А, Б, В**
Значение Kpsr (Прил.8), ***KPSR*** = **0.1**
Значение Kpmax (Прил.8), ***KPM*** = **0.1**
Коэффициент , ***KPSR*** = **0.1**
Коэффициент, ***KPMAX*** = **0.1**
Общий объем резервуаров, м3, ***V*** = **1000**
Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, ***B*** = **101420**
Плотность смеси, т/м3, ***RO*** = **0.8570**
Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), ***NN = B / (RO · V)*** = **101420 / (0.857 · 1000) = 118.3**
Коэффициент (Прил. 10), ***KOB*** = **1.35**
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой
из резервуара во время его закачки, м3/час, ***VCMAX*** = **12.8592**
Давление паров смеси, мм.рт.ст., ***PS*** = **2.4752**
, ***P*** = **2.4752**
Коэффициент, ***KB*** = **1**
Температура начала кипения смеси, гр.С, ***TKIP*** = **164.2721**
Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, ***MRS = 0.6 · TKIP + 45*** = **0.6 · 164.2721 + 45 = 143.6**
Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), ***M = 0.294 · PS · MRS · (KTMAX · KB + KTMIN) · KPSR · KOB · B / (10^7 · RO)*** = **0.294 · 2.4752 · 143.6 · (0.67 · 1 + 0.09) · 0.1 · 1.35 · 101420 / (10^7 · 0.857) = 0.127**
Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), ***G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX) / 10^4*** = **(0.163 · 2.4752 · 143.6 · 0.67 · 0.1 · 1 · 12.8592) / 10^4 = 0.00499**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **72.46**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **72.46 · 0.127 / 100 = 0.0920242**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **72.46 · 0.00499 / 100 = 0.003615754**

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **26.8**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **26.8 · 0.127 / 100 = 0.0340360**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **26.8 · 0.00499 / 100 = 0.00133732**

Примесь: 0602 Бензол (64)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **0.35**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **0.35 · 0.127 / 100 = 0.0004445**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **0.35 · 0.00499 / 100 = 0.000017465**

Примесь: 0621 Метилбензол (349)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **0.22**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **0.22 · 0.127 / 100 = 0.0002794**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **0.22 · 0.00499 / 100 = 0.000010978**

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **0.11**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **0.11 · 0.127 / 100 = 0.0001397**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **0.11 · 0.00499 / 100 = 0.000005489**

Код	***Наименование ЗВ***	***Выброс г/с***	***Выброс т/год***
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.003615754	0.0920242
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.00133732	0.034036

0602	Бензол (64)	0.000017465	0.0004445
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000005489	0.0001397
0621	Метилбензол (349)	0.000010978	0.0002794

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: №6001 Площадка 115-ти скважин
Источник выделения: №6001, ЗРА и ФС
Список литературы:
1. "Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов" от 29 июля 2011 года № 196-п;
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
3. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: **Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)**
Наименование технологического потока: Поток №8
Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), Q = **0.012996**
Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), X = **0.365**
Общее количество данного оборудования, шт., N = **345**
Среднее время работы данного оборудования, час/год, $_T_$ = **8760**
Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N$ = **0.365 · 0.012996 · 345 = 1.637**
Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6$ = **1.637 / 3.6 = 0.455**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, C = **72.46**
Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100$ = **0.455 · 72.46 / 100 = 0.329693**
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6$ = **0.329693 · 8760 · 3600 / 10^6 = 10.397198448**

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, C = **26.8**
Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100$ = **0.455 · 26.8 / 100 = 0.12194**
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6$ = **0.12194 · 8760 · 3600 / 10^6 = 3.84549984**

Примесь: 0602 Бензол (64)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, C = **0.35**
Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100$ = **0.455 · 0.35 / 100 = 0.0015925**
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6$ = **0.0015925 · 8760 · 3600 / 10^6 = 0.05022108**

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, C = **0.11**
Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100$ = **0.455 · 0.11 / 100 = 0.0005005**
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6$ = **0.0005005 · 8760 · 3600 / 10^6 = 0.015783768**

Примесь: 0621 Метилбензол (349)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, C = **0.22**
Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100$ = **0.455 · 0.22 / 100 = 0.001001**
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6$ = **0.001001 · 8760 · 3600 / 10^6 = 0.031567536**

Наименование оборудования: **Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)**
Наименование технологического потока: Поток №8
Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), Q = **0.000396**
Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), X = **0.05**
Общее количество данного оборудования, шт., N = **1035**
Среднее время работы данного оборудования, час/год, $_T_$ = **8760**
Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N$ = **0.05 · 0.000396 · 1035 = 0.0205**
Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6$ = **0.0205 / 3.6 = 0.0057**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, C = **72.46**

Максимальный разовый выброс, г/с, *_G_* = ***G · C / 100*** = **0.0057 · 72.46 / 100 = 0.00413022**
Валовый выброс, т/год, *_M_* = *_G_* · *_T_* · ***3600 / 10⁶*** = **0.00413022 · 8760 · 3600 / 10⁶ = 0.13025061792**

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** = **26.8**
Максимальный разовый выброс, г/с, *_G_* = ***G · C / 100*** = **0.0057 · 26.8 / 100 = 0.0015276**
Валовый выброс, т/год, *_M_* = *_G_* · *_T_* · ***3600 / 10⁶*** = **0.0015276 · 8760 · 3600 / 10⁶ = 0.0481743936**

Примесь: 0602 Бензол (64)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** = **0.35**
Максимальный разовый выброс, г/с, *_G_* = ***G · C / 100*** = **0.0057 · 0.35 / 100 = 0.00001995**
Валовый выброс, т/год, *_M_* = *_G_* · *_T_* · ***3600 / 10⁶*** = **0.00001995 · 8760 · 3600 / 10⁶ = 0.0006291432**

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** = **0.11**
Максимальный разовый выброс, г/с, *_G_* = ***G · C / 100*** = **0.0057 · 0.11 / 100 = 0.00000627**
Валовый выброс, т/год, *_M_* = *_G_* · *_T_* · ***3600 / 10⁶*** = **0.00000627 · 8760 · 3600 / 10⁶ = 0.00019773072**

Примесь: 0621 Метилбензол (349)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** = **0.22**
Максимальный разовый выброс, г/с, *_G_* = ***G · C / 100*** = **0.0057 · 0.22 / 100 = 0.00001254**
Валовый выброс, т/год, *_M_* = *_G_* · *_T_* · ***3600 / 10⁶*** = **0.00001254 · 8760 · 3600 / 10⁶ = 0.00039546144**

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	***Технологич. поток***	***Общее кол-во, шт.***	***Время работы, ч/г***
Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	345	8760
Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	1035	8760

Итоговая таблица:

Код	***Наименование ЗВ***	***Выброс г/с***	***Выброс т/год***
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.329693	10.5274490659
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.12194	3.8936742336
0602	Бензол (64)	0.0015925	0.0508502232
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0005005	0.01598149872
0621	Метилбензол (349)	0.001001	0.03196299744

2027 год

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: №0001 Технологический резервуар нефти (РВС №1), 1000м3
Источник выделения: №0001, дыхательный клапан
Список литературы:
1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих
веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п 5.
Вид выброса, ***VV*** = **Выбросы паров нефти и бензинов**
Нефтепродукт, ***NPNAME*** = **Сырая нефть**
Минимальная температура смеси, гр.С, ***TMIN*** = **-30**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** = **0.09**
KTMIN = **0.09**
Максимальная температура смеси, гр.С, ***TMAX*** = **26**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** = **0.67**
KTMAX = **0.67**
Режим эксплуатации, *_NAME_* = **"буферная емкость" (все типы резервуаров)**
Конструкция резервуаров, *_NAME_* = **Наземный вертикальный**
Объем одного резервуара данного типа, м3, ***VI*** = **1000**
Количество резервуаров данного типа, ***NR*** = **1**

Количество групп одноцелевых резервуаров, ***KNR*** = **1**
Категория веществ, ***_NAME_*** = **А, Б, В**
Значение Kpsr (Прил.8), ***KPSR*** = **0.1**
Значение Kpmax (Прил.8), ***KPM*** = **0.1**
Коэффициент , ***KPSR*** = **0.1**
Коэффициент, ***KPMAX*** = **0.1**
Общий объем резервуаров, м3, ***V*** = **1000**
Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, ***B*** = **94380**
Плотность смеси, т/м3, ***RO*** = **0.8570**
Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), ***NN = B / (RO · V)*** = **94380 / (0.857 · 1000) = 110.1**
Коэффициент (Прил. 10), ***KOB*** = **1.35**
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой
из резервуара во время его закачки, м3/час, ***VCMAX*** = **12.3001**
Давление паров смеси, мм.рт.ст., ***PS*** = **2.4752**
, ***P*** = **2.4752**
Коэффициент, ***KB*** = **1**
Температура начала кипения смеси, гр.С, ***TKIP*** = **164.2721**
Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, ***MRS = 0.6 · TKIP + 45*** = **0.6 · 164.2721 + 45 = 143.6**
Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), ***M = 0.294 · PS · MRS · (KTMAX · KB + KTMIN) · KPSR · KOB · B / (10^7 · RO)*** = **0.294 · 2.4752 · 143.6 · (0.67 · 1 + 0.09) · 0.1 · 1.35 · 94380 / (10^7 · 0.857) = 0.118**
Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), ***G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX) / 10^4*** = **(0.163 · 2.4752 · 143.6 · 0.67 · 0.1 · 1 · 12.3001) / 10^4 = 0.00477**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **72.46**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **72.46 · 0.118 / 100 = 0.0855028**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **72.46 · 0.00477 / 100 = 0.003456342**

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **26.8**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **26.8 · 0.118 / 100 = 0.0316240**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **26.8 · 0.00477 / 100 = 0.00127836**

Примесь: 0602 Бензол (64)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **0.35**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **0.35 · 0.118 / 100 = 0.0004130**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **0.35 · 0.00477 / 100 = 0.000016695**

Примесь: 0621 Метилбензол (349)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **0.22**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **0.22 · 0.118 / 100 = 0.0002596**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **0.22 · 0.00477 / 100 = 0.000010494**

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **0.11**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **0.11 · 0.118 / 100 = 0.0001298**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **0.11 · 0.00477 / 100 = 0.000005247**

Код	***Наименование ЗВ***	***Выброс г/с***	***Выброс т/год***
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.003456342	0.0855028
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.00127836	0.031624
0602	Бензол (64)	0.000016695	0.000413
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000005247	0.0001298
0621	Метилбензол (349)	0.000010494	0.0002596

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: №0002 Резервуар сбора нефти (РВС №2), 1000м3
Источник выделения: №0002, дыхательный клапан
Список литературы:
1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих
веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п 5.
Вид выброса, ***VV*** = **Выбросы паров нефти и бензинов**
Нефтепродукт, ***NPNAME*** = **Сырая нефть**
Минимальная температура смеси, гр.С, ***TMIN*** = **-30**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** = **0.09**
KTMIN = **0.09**
Максимальная температура смеси, гр.С, ***TMAX*** = **26**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** = **0.67**
KTMAX = **0.67**
Режим эксплуатации, ***_NAME_*** = **"буферная емкость" (все типы резервуаров)**
Конструкция резервуаров, ***_NAME_*** = **Наземный вертикальный**
Объем одного резервуара данного типа, м3, ***VI*** = **1000**
Количество резервуаров данного типа, ***NR*** = **1**
Количество групп одноцелевых резервуаров, ***KNR*** = **1**
Категория веществ, ***_NAME_*** = **А, Б, В**
Значение Kpsr (Прил.8), ***KPSR*** = **0.1**
Значение Kpmax (Прил.8), ***KPM*** = **0.1**
Коэффициент , ***KPSR*** = **0.1**
Коэффициент, ***KPMAX*** = **0.1**
Общий объем резервуаров, м3, ***V*** = **1000**
Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, ***B*** = **94380**
Плотность смеси, т/м3, ***RO*** = **0.8570**
Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), ***NN = B / (RO · V)*** = **94380 / (0.857 · 1000) = 110.1**
Коэффициент (Прил. 10), ***KOB*** = **1.35**
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой
из резервуара во время его закачки, м3/час, ***VCMAX*** = **12.3001**
Давление паров смеси, мм.рт.ст., ***PS*** = **2.4752**
, ***P*** = **2.4752**
Коэффициент, ***KB*** = **1**
Температура начала кипения смеси, гр.С, ***TKIP*** = **164.2721**
Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, ***MRS = 0.6 · TKIP + 45*** = **0.6 · 164.2721 + 45 = 143.6**
Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), ***M = 0.294 · PS · MRS · (KTMAX · KB + KTMIN) · KPSR · KOB · B / (10^7 · RO)*** = **0.294 · 2.4752 · 143.6 · (0.67 · 1 + 0.09) · 0.1 · 1.35 · 94380 / (10^7 · 0.857) = 0.118**
Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), ***G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX) / 10^4*** = **(0.163 · 2.4752 · 143.6 · 0.67 · 0.1 · 1 · 12.3001) / 10^4 = 0.00477**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **72.46**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **72.46 · 0.118 / 100 = 0.0855028**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **72.46 · 0.00477 / 100 = 0.003456342**

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **26.8**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **26.8 · 0.118 / 100 = 0.0316240**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **26.8 · 0.00477 / 100 = 0.00127836**

Примесь: 0602 Бензол (64)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **0.35**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **0.35 · 0.118 / 100 = 0.0004130**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **0.35 · 0.00477 / 100 = 0.000016695**

Примесь: 0621 Метилбензол (349)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **0.22**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **0.22 · 0.118 / 100 = 0.0002596**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **0.22 · 0.00477 / 100 = 0.000010494**

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **0.11**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **0.11 · 0.118 / 100 = 0.0001298**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **0.11 · 0.00477 / 100 = 0.000005247**

Код	***Наименование ЗВ***	***Выброс г/с***	***Выброс т/год***
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.003456342	0.0855028
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.00127836	0.031624

0602	Бензол (64)	0.000016695	0.000413
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000005247	0.0001298
0621	Метилбензол (349)	0.000010494	0.0002596

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: №0003 Технологический резервуар нефти (РВС №3), 1000м3
Источник выделения: №0003, дыхательный клапан
Список литературы:
1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих
веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п 5.
Вид выброса, ***VV*** **= Выбросы паров нефти и бензинов**
Нефтепродукт, ***NPNAME*** **= Сырая нефть**
Минимальная температура смеси, гр.С, ***TMIN*** **= -30**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** **= 0.09**
KTMIN **= 0.09**
Максимальная температура смеси, гр.С, ***TMAX*** **= 26**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** **= 0.67**
KTMAX **= 0.67**
Режим эксплуатации, ***_NAME_*** **= "буферная емкость" (все типы резервуаров)**
Конструкция резервуаров, ***_NAME_*** **= Наземный вертикальный**
Объем одного резервуара данного типа, м3, ***VI*** **= 1000**
Количество резервуаров данного типа, ***NR*** **= 1**
Количество групп одноцелевых резервуаров, ***KNR*** **= 1**
Категория веществ, ***_NAME_*** **= А, Б, В**
Значение Kpsr (Прил.8), ***KPSR*** **= 0.1**
Значение Kpmax (Прил.8), ***KPM*** **= 0.1**
Коэффициент , ***KPSR*** **= 0.1**
Коэффициент, ***KPMAX*** **= 0.1**
Общий объем резервуаров, м3, ***V*** **= 1000**
Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, ***B*** **= 94380**
Плотность смеси, т/м3, ***RO*** **= 0.8570**
Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), ***NN = B / (RO · V)*** **= 94380 / (0.857 · 1000) = 110.1**
Коэффициент (Прил. 10), ***KOB*** **= 1.35**
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой
из резервуара во время его закачки, м3/час, ***VCMAX*** **= 12.3001**
Давление паров смеси, мм.рт.ст., ***PS*** **= 2.4752**
, ***P*** **= 2.4752**
Коэффициент, ***KB*** **= 1**
Температура начала кипения смеси, гр.С, ***TKIP*** **= 164.2721**
Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, ***MRS = 0.6 · TKIP + 45*** **= 0.6 · 164.2721 + 45 = 143.6**
Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), ***M = 0.294 · PS · MRS · (KTMAX · KB + KTMIN) · KPSR · KOB · B / (10^7 · RO)*** **= 0.294 · 2.4752 · 143.6 · (0.67 · 1 + 0.09) · 0.1 · 1.35 · 94380 / (10^7 · 0.857) = 0.118**
Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), ***G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX) / 10^4*** **= (0.163 · 2.4752 · 143.6 · 0.67 · 0.1 · 1 · 12.3001) / 10^4 = 0.00477**

<u>Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)</u>
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 72.46**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 72.46 · 0.118 / 100 = 0.0855028**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 72.46 · 0.00477 / 100 = 0.003456342**

<u>Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)</u>
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 26.8**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 26.8 · 0.118 / 100 = 0.0316240**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 26.8 · 0.00477 / 100 = 0.00127836**

<u>Примесь: 0602 Бензол (64)</u>
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 0.35**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 0.35 · 0.118 / 100 = 0.0004130**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 0.35 · 0.00477 / 100 = 0.000016695**

<u>Примесь: 0621 Метилбензол (349)</u>

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 0.22**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_*** **=** ***CI · M / 100*** **= 0.22 · 0.118 / 100 = 0.0002596**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_*** **=** ***CI · G / 100*** **= 0.22 · 0.00477 / 100 = 0.000010494**

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 0.11**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_*** **=** ***CI · M / 100*** **= 0.11 · 0.118 / 100 = 0.0001298**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_*** **=** ***CI · G / 100*** **= 0.11 · 0.00477 / 100 = 0.000005247**

Код	*Наименование ЗВ*	*Выброс г/с*	*Выброс т/год*
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.003456342	0.0855028
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.00127836	0.031624
0602	Бензол (64)	0.000016695	0.000413
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000005247	0.0001298
0621	Метилбензол (349)	0.000010494	0.0002596

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: №0004 Технологический резервуар нефти (РВС №4), 2000м3
Источник выделения: №0004, дыхательный клапан
Список литературы:
1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих
веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п 5.
Вид выброса, ***VV*** **= Выбросы паров нефти и бензинов**
Нефтепродукт, ***NPNAME*** **= Сырая нефть**
Минимальная температура смеси, гр.С, ***TMIN*** **= -30**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** **= 0.09**
KTMIN **= 0.09**
Максимальная температура смеси, гр.С, ***TMAX*** **= 26**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** **= 0.67**
KTMAX **= 0.67**
Режим эксплуатации, ***_NAME_*** **= "буферная емкость" (все типы резервуаров)**
Конструкция резервуаров, ***_NAME_*** **= Наземный вертикальный**
Объем одного резервуара данного типа, м3, ***VI*** **= 2000**
Количество резервуаров данного типа, ***NR*** **= 1**
Количество групп одноцелевых резервуаров, ***KNR*** **= 1**
Категория веществ, ***_NAME_*** **= А, Б, В**
Значение Kpsr (Прил.8), ***KPSR*** **= 0.1**
Значение Kpmax (Прил.8), ***KPM*** **= 0.1**
Коэффициент , ***KPSR*** **= 0.1**
Коэффициент, ***KPMAX*** **= 0.1**
Общий объем резервуаров, м3, ***V*** **= 2000**
Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, ***B*** **= 94380**
Плотность смеси, т/м3, ***RO*** **= 0.8570**
Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), ***NN*** **=** ***B / (RO · V)*** **= 94380 / (0.857 · 2000) = 55.1**
Коэффициент (Прил. 10), ***KOB*** **= 1.81**
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой
из резервуара во время его закачки, м3/час, ***VCMAX*** **= 12.3001**
Давление паров смеси, мм.рт.ст., ***PS*** **= 2.4752**
, ***P*** **= 2.4752**
Коэффициент, ***KB*** **= 1**
Температура начала кипения смеси, гр.С, ***TKIP*** **= 164.2721**
Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, ***MRS*** **=** ***0.6 · TKIP + 45*** **= 0.6 · 164.2721 + 45 = 143.6**
Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), ***M = 0.294 · PS · MRS · (KTMAX · KB + KTMIN) · KPSR · KOB · B / (10^7 · RO)*** **= 0.294 · 2.4752 · 143.6 · (0.67 · 1 + 0.09) · 0.1 · 1.81 · 94380 / (10^7 · 0.857) = 0.1583**
Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), ***G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX) / 10^4*** **= (0.163 · 2.4752 · 143.6 · 0.67 · 0.1 · 1 · 12.3001) / 10^4 = 0.00477**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 72.46**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_*** **=** ***CI · M / 100*** **= 72.46 · 0.1583 / 100 = 0.11470418**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 72.46 · 0.00477 / 100 = 0.003456342**

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 26.8**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 26.8 · 0.1583 / 100 = 0.0424244**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 26.8 · 0.00477 / 100 = 0.00127836**

Примесь: 0602 Бензол (64)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 0.35**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 0.35 · 0.1583 / 100 = 0.00055405**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 0.35 · 0.00477 / 100 = 0.000016695**

Примесь: 0621 Метилбензол (349)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 0.22**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 0.22 · 0.1583 / 100 = 0.00034826**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 0.22 · 0.00477 / 100 = 0.000010494**

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 0.11**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 0.11 · 0.1583 / 100 = 0.00017413**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 0.11 · 0.00477 / 100 = 0.000005247**

Код	*Наименование ЗВ*	*Выброс г/с*	*Выброс т/год*
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.003456342	0.11470418
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.00127836	0.0424244
0602	Бензол (64)	0.000016695	0.00055405
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000005247	0.00017413
0621	Метилбензол (349)	0.000010494	0.00034826

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: № 0005 Резервуар хранения нефти (РВС №5), 1000м3
Источник выделения: №0005, дыхательный клапан
Список литературы:
1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих
веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п 5.
Вид выброса, ***VV*** **= Выбросы паров нефти и бензинов**
Нефтепродукт, ***NPNAME*** **= Сырая нефть**
Минимальная температура смеси, гр.С, ***TMIN*** **= -30**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** **= 0.09**
KTMIN **= 0.09**
Максимальная температура смеси, гр.С, ***TMAX*** **= 26**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** **= 0.67**
KTMAX **= 0.67**
Режим эксплуатации, ***_NAME_*** **= "буферная емкость" (все типы резервуаров)**
Конструкция резервуаров, ***_NAME_*** **= Наземный вертикальный**
Объем одного резервуара данного типа, м3, ***VI*** **= 1000**
Количество резервуаров данного типа, ***NR*** **= 1**
Количество групп одноцелевых резервуаров, ***KNR*** **= 1**
Категория веществ, ***_NAME_*** **= А, Б, В**
Значение Kpsr (Прил.8), ***KPSR*** **= 0.1**
Значение Kpmax (Прил.8), ***KPM*** **= 0.1**
Коэффициент , ***KPSR*** **= 0.1**
Коэффициент, ***KPMAX*** **= 0.1**
Общий объем резервуаров, м3, ***V*** **= 1000**
Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, ***B*** **= 94380**
Плотность смеси, т/м3, ***RO*** **= 0.8570**
Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), ***NN = B / (RO · V)*** **= 94380 / (0.857 · 1000) = 110.1**
Коэффициент (Прил. 10), ***KOB*** **= 1.35**
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой

из резервуара во время его закачки, м3/час, ***VCMAX*** **= 12.3001**
Давление паров смеси, мм.рт.ст., ***PS*** **= 2.4752**
, ***P*** **= 2.4752**
Коэффициент, ***KB*** **= 1**
Температура начала кипения смеси, гр.С, ***TKIP*** **= 164.2721**
Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, ***MRS = 0.6 · TKIP + 45*** **= 0.6 · 164.2721 + 45 = 143.6**
Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), ***M = 0.294 · PS · MRS · (KTMAX · KB + KTMIN) · KPSR · KOB · B / (10^7 · RO)*** **= 0.294 · 2.4752 · 143.6 · (0.67 · 1 + 0.09) · 0.1 · 1.35 · 94380 / (10^7 · 0.857) = 0.118**
Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), ***G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX) / 10^4*** **= (0.163 · 2.4752 · 143.6 · 0.67 · 0.1 · 1 · 12.3001) / 10^4 = 0.00477**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 72.46**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 72.46 · 0.118 / 100 = 0.0855028**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 72.46 · 0.00477 / 100 = 0.003456342**

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 26.8**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 26.8 · 0.118 / 100 = 0.0316240**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 26.8 · 0.00477 / 100 = 0.00127836**

Примесь: 0602 Бензол (64)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 0.35**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 0.35 · 0.118 / 100 = 0.0004130**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 0.35 · 0.00477 / 100 = 0.000016695**

Примесь: 0621 Метилбензол (349)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 0.22**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 0.22 · 0.118 / 100 = 0.0002596**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 0.22 · 0.00477 / 100 = 0.000010494**

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 0.11**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 0.11 · 0.118 / 100 = 0.0001298**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 0.11 · 0.00477 / 100 = 0.000005247**

Код	***Наименование ЗВ***	***Выброс г/с***	***Выброс т/год***
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.003456342	0.0855028
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.00127836	0.031624
0602	Бензол (64)	0.000016695	0.000413
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000005247	0.0001298
0621	Метилбензол (349)	0.000010494	0.0002596

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: №6001 Площадка 115-ти скважин
Источник выделения: №6001, ЗРА и ФС
Список литературы:
1. "Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов" от 29 июля 2011 года № 196-п;
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
3. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: **Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)**
Наименование технологического потока: Поток №8
Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), ***Q*** **= 0.012996**
Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), ***X*** **= 0.365**
Общее количество данного оборудования, шт., ***N*** **= 345**

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $_T_ = 8760$
Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.365 \cdot 0.012996 \cdot 345 = 1.637$
Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 1.637 / 3.6 = 0.455$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 72.46$
Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100 = 0.455 \cdot 72.46 / 100 = 0.329693$
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.329693 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 10.397198448$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 26.8$
Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100 = 0.455 \cdot 26.8 / 100 = 0.12194$
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.12194 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 3.84549984$

Примесь: 0602 Бензол (64)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.35$
Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100 = 0.455 \cdot 0.35 / 100 = 0.0015925$
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.0015925 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.05022108$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.11$
Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100 = 0.455 \cdot 0.11 / 100 = 0.0005005$
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.0005005 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.015783768$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.22$
Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100 = 0.455 \cdot 0.22 / 100 = 0.001001$
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.001001 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.031567536$

Наименование оборудования: **Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)**
Наименование технологического потока: Поток №8
Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.000396$
Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.05$
Общее количество данного оборудования, шт., $N = 1035$
Среднее время работы данного оборудования, час/год, $_T_ = 8760$
Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.05 \cdot 0.000396 \cdot 1035 = 0.0205$
Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0205 / 3.6 = 0.0057$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 72.46$
Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100 = 0.0057 \cdot 72.46 / 100 = 0.00413022$
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.00413022 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.13025061792$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 26.8$
Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100 = 0.0057 \cdot 26.8 / 100 = 0.0015276$
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.0015276 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0481743936$

Примесь: 0602 Бензол (64)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.35$
Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100 = 0.0057 \cdot 0.35 / 100 = 0.00001995$
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.00001995 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0006291432$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.11$
Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100 = 0.0057 \cdot 0.11 / 100 = 0.00000627$
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000627 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00019773072$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.22$
Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100 = 0.0057 \cdot 0.22 / 100 = 0.00001254$
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.00001254 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00039546144$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	*Технологич. поток*	*Общее кол-во, шт.*	*Время работы, ч/г*
Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	345	8760
Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	1035	8760

Итоговая таблица:

Код	*Наименование ЗВ*	*Выброс г/с*	*Выброс т/год*
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.329693	10.5274490659
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.12194	3.8936742336
0602	Бензол (64)	0.0015925	0.0508502232
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0005005	0.01598149872
0621	Метилбензол (349)	0.001001	0.03196299744

2028 год

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: №0001 Технологический резервуар нефти (РВС №1), 1000м3
Источник выделения: №0001, дыхательный клапан
Список литературы:
1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих
веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п 5.
Вид выброса, ***VV*** = **Выбросы паров нефти и бензинов**
Нефтепродукт, ***NPNAME*** = **Сырая нефть**
Минимальная температура смеси, гр.С, ***TMIN*** = **-30**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** = **0.09**
KTMIN = **0.09**
Максимальная температура смеси, гр.С, ***TMAX*** = **26**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** = **0.67**
KTMAX = **0.67**
Режим эксплуатации, ***_NAME_*** = **"буферная емкость" (все типы резервуаров)**
Конструкция резервуаров, ***_NAME_*** = **Наземный вертикальный**
Объем одного резервуара данного типа, м3, ***VI*** = **1000**
Количество резервуаров данного типа, ***NR*** = **1**
Количество групп одноцелевых резервуаров, ***KNR*** = **1**
Категория веществ, ***_NAME_*** = **А, Б, В**
Значение Kpsr (Прил.8), ***KPSR*** = **0.1**
Значение Kpmax (Прил.8), ***KPM*** = **0.1**
Коэффициент , ***KPSR*** = **0.1**
Коэффициент, ***KPMAX*** = **0.1**
Общий объем резервуаров, м3, ***V*** = **1000**
Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, ***B*** = **88880**
Плотность смеси, т/м3, ***RO*** = **0.8570**
Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), $NN = B / (RO \cdot V) = 88880 / (0.857 \cdot 1000) = 103.7$
Коэффициент (Прил. 10), ***KOB*** = **1.35**
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой
из резервуара во время его закачки, м3/час, ***VCMAX*** = **11.0847**
Давление паров смеси, мм.рт.ст., ***PS*** = **2.4752**
, ***P*** = **2.4752**
Коэффициент, ***KB*** = **1**
Температура начала кипения смеси, гр.С, ***TKIP*** = **164.2721**
Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, $MRS = 0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 164.2721 + 45 = 143.6$
Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), $M = 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot (KTMAX \cdot KB + KTMIN) \cdot KPSR \cdot KOB \cdot B / (10^7 \cdot RO) = 0.294 \cdot 2.4752 \cdot 143.6 \cdot (0.67 \cdot 1 + 0.09) \cdot 0.1 \cdot 1.35 \cdot 88880 / (10^7 \cdot 0.857) = 0.1112$
Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), $G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot KTMAX \cdot KPMAX \cdot KB \cdot VCMAX) / 10^4 = (0.163 \cdot 2.4752 \cdot 143.6 \cdot 0.67 \cdot 0.1 \cdot 1 \cdot 11.0847) / 10^4 = 0.0043$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **72.46**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 72.46 · 0.1112 / 100 = 0.08057552**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 72.46 · 0.0043 / 100 = 0.00311578**

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 26.8**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 26.8 · 0.1112 / 100 = 0.0298016**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 26.8 · 0.0043 / 100 = 0.0011524**

Примесь: 0602 Бензол (64)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 0.35**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 0.35 · 0.1112 / 100 = 0.0003892**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 0.35 · 0.0043 / 100 = 0.00001505**

Примесь: 0621 Метилбензол (349)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 0.22**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 0.22 · 0.1112 / 100 = 0.00024464**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 0.22 · 0.0043 / 100 = 0.00000946**

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 0.11**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 0.11 · 0.1112 / 100 = 0.00012232**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 0.11 · 0.0043 / 100 = 0.00000473**

Код	*Наименование ЗВ*	*Выброс г/с*	*Выброс т/год*
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.00311578	0.08057552
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0011524	0.0298016
0602	Бензол (64)	0.00001505	0.0003892
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00000473	0.00012232
0621	Метилбензол (349)	0.00000946	0.00024464

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: №0002 Резервуар сбора нефти (РВС №2), 1000м3
Источник выделения: №0002, дыхательный клапан
Список литературы:
1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих
веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п 5.
Вид выброса, ***VV*** **= Выбросы паров нефти и бензинов**
Нефтепродукт, ***NPNAME*** **= Сырая нефть**
Минимальная температура смеси, гр.С, ***TMIN*** **= -30**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** **= 0.09**
KTMIN **= 0.09**
Максимальная температура смеси, гр.С, ***TMAX*** **= 26**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** **= 0.67**
KTMAX **= 0.67**
Режим эксплуатации, ***_NAME_*** **= "буферная емкость" (все типы резервуаров)**
Конструкция резервуаров, ***_NAME_*** **= Наземный вертикальный**
Объем одного резервуара данного типа, м3, ***VI*** **= 1000**
Количество резервуаров данного типа, ***NR*** **= 1**
Количество групп одноцелевых резервуаров, ***KNR*** **= 1**
Категория веществ, ***_NAME_*** **= А, Б, В**
Значение Kpsr (Прил.8), ***KPSR*** **= 0.1**
Значение Kpmax (Прил.8), ***KPM*** **= 0.1**
Коэффициент , ***KPSR*** **= 0.1**
Коэффициент, ***KPMAX*** **= 0.1**
Общий объем резервуаров, м3, ***V*** **= 1000**
Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, ***B*** **= 88880**
Плотность смеси, т/м3, ***RO*** **= 0.8570**
Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), ***NN = B / (RO · V)*** **= 88880 / (0.857 · 1000) = 103.7**
Коэффициент (Прил. 10), ***KOB*** **= 1.35**
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой

из резервуара во время его закачки, м3/час, ***VCMAX*** **= 11.0847**
Давление паров смеси, мм.рт.ст., ***PS*** **= 2.4752**
, ***P*** **= 2.4752**
Коэффициент, ***KB*** **= 1**
Температура начала кипения смеси, гр.С, ***TKIP*** **= 164.2721**
Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, ***MRS = 0.6 · TKIP + 45*** **= 0.6 · 164.2721 + 45 = 143.6**
Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), ***M = 0.294 · PS · MRS · (KTMAX · KB + KTMIN) · KPSR · KOB · B / (10^7 · RO)*** **= 0.294 · 2.4752 · 143.6 · (0.67 · 1 + 0.09) · 0.1 · 1.35 · 88880 / (10^7 · 0.857) = 0.1112**
Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), ***G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX) / 10^4*** **= (0.163 · 2.4752 · 143.6 · 0.67 · 0.1 · 1 · 11.0847) / 10^4 = 0.0043**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 72.46**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 72.46 · 0.1112 / 100 = 0.08057552**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 72.46 · 0.0043 / 100 = 0.00311578**

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 26.8**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 26.8 · 0.1112 / 100 = 0.0298016**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 26.8 · 0.0043 / 100 = 0.0011524**

Примесь: 0602 Бензол (64)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 0.35**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 0.35 · 0.1112 / 100 = 0.0003892**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 0.35 · 0.0043 / 100 = 0.00001505**

Примесь: 0621 Метилбензол (349)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 0.22**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 0.22 · 0.1112 / 100 = 0.00024464**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 0.22 · 0.0043 / 100 = 0.00000946**

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 0.11**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 0.11 · 0.1112 / 100 = 0.00012232**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 0.11 · 0.0043 / 100 = 0.00000473**

Код	***Наименование ЗВ***	***Выброс г/с***	***Выброс т/год***
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.00311578	0.08057552
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0011524	0.0298016
0602	Бензол (64)	0.00001505	0.0003892
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00000473	0.00012232
0621	Метилбензол (349)	0.00000946	0.00024464

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: №0003 Технологический резервуар нефти (РВС №3), 1000м3
Источник выделения: №0003, дыхательный клапан
Список литературы:
1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих
веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п 5.

Вид выброса, ***VV*** **= Выбросы паров нефти и бензинов**
Нефтепродукт, ***NPNAME*** **= Сырая нефть**
Минимальная температура смеси, гр.С, ***TMIN*** **= -30**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** **= 0.09**
KTMIN **= 0.09**
Максимальная температура смеси, гр.С, ***TMAX*** **= 26**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** **= 0.67**
KTMAX **= 0.67**
Режим эксплуатации, ***_NAME_*** **= "буферная емкость" (все типы резервуаров)**
Конструкция резервуаров, ***_NAME_*** **= Наземный вертикальный**

Объем одного резервуара данного типа, м3, ***VI*** **= 1000**
Количество резервуаров данного типа, ***NR*** **= 1**
Количество групп одноцелевых резервуаров, ***KNR*** **= 1**
Категория веществ, ***_NAME_*** **= А, Б, В**
Значение Kpsr (Прил.8), ***KPSR*** **= 0.1**
Значение Kpmax (Прил.8), ***KPM*** **= 0.1**
Коэффициент , ***KPSR*** **= 0.1**
Коэффициент, ***KPMAX*** **= 0.1**
Общий объем резервуаров, м3, ***V*** **= 1000**
Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, ***B*** **= 88880**
Плотность смеси, т/м3, ***RO*** **= 0.8570**
Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), ***NN = B / (RO · V)*** **= 88880 / (0.857 · 1000) = 103.7**
Коэффициент (Прил. 10), ***KOB*** **= 1.35**
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой
из резервуара во время его закачки, м3/час, ***VCMAX*** **= 11.0847**
Давление паров смеси, мм.рт.ст., ***PS*** **= 2.4752**
, ***P*** **= 2.4752**
Коэффициент, ***KB*** **= 1**
Температура начала кипения смеси, гр.С, ***TKIP*** **= 164.2721**
Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, ***MRS = 0.6 · TKIP + 45*** **= 0.6 · 164.2721 + 45 = 143.6**
Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), ***M = 0.294 · PS · MRS · (KTMAX · KB + KTMIN) · KPSR · KOB · B / (10^7 · RO)*** **= 0.294 · 2.4752 · 143.6 · (0.67 · 1 + 0.09) · 0.1 · 1.35 · 88880 / (10^7 · 0.857) = 0.1112**
Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), ***G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX) / 10^4*** **= (0.163 · 2.4752 · 143.6 · 0.67 · 0.1 · 1 · 11.0847) / 10^4 = 0.0043**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 72.46**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 72.46 · 0.1112 / 100 = 0.08057552**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 72.46 · 0.0043 / 100 = 0.00311578**

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 26.8**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 26.8 · 0.1112 / 100 = 0.0298016**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 26.8 · 0.0043 / 100 = 0.0011524**

Примесь: 0602 Бензол (64)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 0.35**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 0.35 · 0.1112 / 100 = 0.0003892**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 0.35 · 0.0043 / 100 = 0.00001505**

Примесь: 0621 Метилбензол (349)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 0.22**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 0.22 · 0.1112 / 100 = 0.00024464**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 0.22 · 0.0043 / 100 = 0.00000946**

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 0.11**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 0.11 · 0.1112 / 100 = 0.00012232**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 0.11 · 0.0043 / 100 = 0.00000473**

Код	***Наименование ЗВ***	***Выброс г/с***	***Выброс т/год***
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.00311578	0.08057552
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0011524	0.0298016
0602	Бензол (64)	0.00001505	0.0003892
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00000473	0.00012232
0621	Метилбензол (349)	0.00000946	0.00024464

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: №0004 Технологический резервуар нефти (РВС №4), 2000м3
Источник выделения: №0004, дыхательный клапан
Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п 5.
Вид выброса, ***VV*** = **Выбросы паров нефти и бензинов**
Нефтепродукт, ***NPNAME*** = **Сырая нефть**
Минимальная температура смеси, гр.С, ***TMIN*** = **-30**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** = **0.09**
KTMIN = **0.09**
Максимальная температура смеси, гр.С, ***TMAX*** = **26**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** = **0.67**
KTMAX = **0.67**
Режим эксплуатации, ***_NAME_*** = **"буферная емкость" (все типы резервуаров)**
Конструкция резервуаров, ***_NAME_*** = **Наземный вертикальный**
Объем одного резервуара данного типа, м3, ***VI*** = **2000**
Количество резервуаров данного типа, ***NR*** = **1**
Количество групп одноцелевых резервуаров, ***KNR*** = **1**
Категория веществ, ***_NAME_*** = **А, Б, В**
Значение Kpsr (Прил.8), ***KPSR*** = **0.1**
Значение Kpmax (Прил.8), ***KPM*** = **0.1**
Коэффициент , ***KPSR*** = **0.1**
Коэффициент, ***KPMAX*** = **0.1**
Общий объем резервуаров, м3, ***V*** = **2000**
Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, ***B*** = **88880**
Плотность смеси, т/м3, ***RO*** = **0.8570**
Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), ***NN = B / (RO · V)*** = **88880 / (0.857 · 2000) = 51.9**
Коэффициент (Прил. 10), ***KOB*** = **1.85**
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки, м3/час, ***VCMAX*** = **11.0847**
Давление паров смеси, мм.рт.ст., ***PS*** = **2.4752**
, ***P*** = **2.4752**
Коэффициент, ***KB*** = **1**
Температура начала кипения смеси, гр.С, ***TKIP*** = **164.2721**
Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, ***MRS = 0.6 · TKIP + 45*** = **0.6 · 164.2721 + 45 = 143.6**
Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), ***M = 0.294 · PS · MRS · (KTMAX · KB + KTMIN) · KPSR · KOB · B / (10^7 · RO)*** = **0.294 · 2.4752 · 143.6 · (0.67 · 1 + 0.09) · 0.1 · 1.85 · 88880 / (10^7 · 0.857) = 0.1524**
Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), ***G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX) / 10^4*** = **(0.163 · 2.4752 · 143.6 · 0.67 · 0.1 · 1 · 11.0847) / 10^4 = 0.0043**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **72.46**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **72.46 · 0.1524 / 100 = 0.11042904**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **72.46 · 0.0043 / 100 = 0.00311578**

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **26.8**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **26.8 · 0.1524 / 100 = 0.0408432**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **26.8 · 0.0043 / 100 = 0.0011524**

Примесь: 0602 Бензол (64)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **0.35**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **0.35 · 0.1524 / 100 = 0.0005334**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **0.35 · 0.0043 / 100 = 0.00001505**

Примесь: 0621 Метилбензол (349)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **0.22**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **0.22 · 0.1524 / 100 = 0.00033528**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **0.22 · 0.0043 / 100 = 0.00000946**

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **0.11**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **0.11 · 0.1524 / 100 = 0.00016764**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **0.11 · 0.0043 / 100 = 0.00000473**

Код	*Наименование ЗВ*	*Выброс г/с*	*Выброс т/год*

0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.00311578	0.11042904
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0011524	0.0408432
0602	Бензол (64)	0.00001505	0.0005334
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00000473	0.00016764
0621	Метилбензол (349)	0.00000946	0.00033528

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: № 0005 Резервуар хранения нефти (РВС №5), 1000м3
Источник выделения: №0005, дыхательный клапан
Список литературы:
1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих
веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п 5.
Вид выброса, ***VV*** = **Выбросы паров нефти и бензинов**
Нефтепродукт, ***NPNAME*** = **Сырая нефть**
Минимальная температура смеси, гр.С, ***TMIN*** = **-30**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** = **0.09**
KTMIN = **0.09**
Максимальная температура смеси, гр.С, ***TMAX*** = **26**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** = **0.67**
KTMAX = **0.67**
Режим эксплуатации, ***_NAME_*** = **"буферная емкость" (все типы резервуаров)**
Конструкция резервуаров, ***_NAME_*** = **Наземный вертикальный**
Объем одного резервуара данного типа, м3, ***VI*** = **1000**
Количество резервуаров данного типа, ***NR*** = **1**
Количество групп одноцелевых резервуаров, ***KNR*** = **1**
Категория веществ, ***_NAME_*** = **А, Б, В**
Значение Kpsr (Прил.8), ***KPSR*** = **0.1**
Значение Kpmax (Прил.8), ***KPM*** = **0.1**
Коэффициент , ***KPSR*** = **0.1**
Коэффициент, ***KPMAX*** = **0.1**
Общий объем резервуаров, м3, ***V*** = **1000**
Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, ***B*** = **88880**
Плотность смеси, т/м3, ***RO*** = **0.8570**
Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), ***NN = B / (RO · V)*** = **88880 / (0.857 · 1000) = 103.7**
Коэффициент (Прил. 10), ***KOB*** = **1.35**
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой
из резервуара во время его закачки, м3/час, ***VCMAX*** = **11.0847**
Давление паров смеси, мм.рт.ст., ***PS*** = **2.4752**
, ***P*** = **2.4752**
Коэффициент, ***KB*** = **1**
Температура начала кипения смеси, гр.С, ***TKIP*** = **164.2721**
Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, ***MRS = 0.6 · TKIP + 45*** = **0.6 · 164.2721 + 45 = 143.6**
Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), ***M = 0.294 · PS · MRS · (KTMAX · KB + KTMIN) · KPSR · KOB · B / (10^7 · RO)*** = **0.294 · 2.4752 · 143.6 · (0.67 · 1 + 0.09) · 0.1 · 1.35 · 88880 / (10^7 · 0.857) = 0.1112**
Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), ***G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX) / 10^4*** = **(0.163 · 2.4752 · 143.6 · 0.67 · 0.1 · 1 · 11.0847) / 10^4 = 0.0043**

<u>Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)</u>
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **72.46**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **72.46 · 0.1112 / 100 = 0.08057552**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **72.46 · 0.0043 / 100 = 0.00311578**

<u>Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)</u>
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **26.8**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **26.8 · 0.1112 / 100 = 0.0298016**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **26.8 · 0.0043 / 100 = 0.0011524**

<u>Примесь: 0602 Бензол (64)</u>
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **0.35**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **0.35 · 0.1112 / 100 = 0.0003892**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 0.35 · 0.0043 / 100 = 0.00001505**

Примесь: 0621 Метилбензол (349)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 0.22**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 0.22 · 0.1112 / 100 = 0.00024464**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 0.22 · 0.0043 / 100 = 0.00000946**

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 0.11**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 0.11 · 0.1112 / 100 = 0.00012232**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 0.11 · 0.0043 / 100 = 0.00000473**

Код	*Наименование ЗВ*	*Выброс г/с*	*Выброс т/год*
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.00311578	0.08057552
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0011524	0.0298016
0602	Бензол (64)	0.00001505	0.0003892
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00000473	0.00012232
0621	Метилбензол (349)	0.00000946	0.00024464

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: №6001 Площадка 114-ти скважин
Источник выделения: №6001, ЗРА и ФС
Список литературы:
1. "Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов" от 29 июля 2011 года № 196-п;
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
3. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: **Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)**
Наименование технологического потока: Поток №8
Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), ***Q*** **= 0.012996**
Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), ***X*** **= 0.365**
Общее количество данного оборудования, шт., ***N*** **= 342**
Среднее время работы данного оборудования, час/год, ***_T_*** **= 8760**
Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), ***G = X · Q · N*** **= 0.365 · 0.012996 · 342 = 1.622**
Суммарная утечка всех компонентов, г/с, ***G = G / 3.6*** **= 1.622 / 3.6 = 0.451**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** **= 72.46**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_ = G · C / 100*** **= 0.451 · 72.46 / 100 = 0.3267946**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / 10⁶*** **= 0.3267946 · 8760 · 3600 / 10⁶ = 10.3057945056**

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** **= 26.8**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_ = G · C / 100*** **= 0.451 · 26.8 / 100 = 0.120868**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / 10⁶*** **= 0.120868 · 8760 · 3600 / 10⁶ = 3.811693248**

Примесь: 0602 Бензол (64)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** **= 0.35**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_ = G · C / 100*** **= 0.451 · 0.35 / 100 = 0.0015785**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / 10⁶*** **= 0.0015785 · 8760 · 3600 / 10⁶ = 0.049779576**

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** **= 0.11**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_ = G · C / 100*** **= 0.451 · 0.11 / 100 = 0.0004961**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / 10⁶*** **= 0.0004961 · 8760 · 3600 / 10⁶ = 0.0156450096**

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** **= 0.22**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_*** **=** ***G · C / 100*** **= 0.451 · 0.22 / 100 = 0.0009922**
Валовый выброс, т/год, ***_M_*** **=** ***_G_ · _T_ · 3600 / 10^6*** **= 0.0009922 · 8760 · 3600 / 10^6 = 0.0312900192**

Наименование оборудования: **Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)**
Наименование технологического потока: Поток №8
Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), ***Q*** **= 0.000396**
Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), ***X*** **= 0.05**
Общее количество данного оборудования, шт., ***N*** **= 1026**
Среднее время работы данного оборудования, час/год, ***_T_*** **= 8760**
Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), ***G = X · Q · N*** **= 0.05 · 0.000396 · 1026 = 0.0203**
Суммарная утечка всех компонентов, г/с, ***G = G / 3.6*** **= 0.0203 / 3.6 = 0.00564**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** **= 72.46**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_*** **=** ***G · C / 100*** **= 0.00564 · 72.46 / 100 = 0.004086744**
Валовый выброс, т/год, ***_M_*** **=** ***_G_ · _T_ · 3600 / 10^6*** **= 0.004086744 · 8760 · 3600 / 10^6 = 0.12887955878**

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** **= 26.8**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_*** **=** ***G · C / 100*** **= 0.00564 · 26.8 / 100 = 0.00151152**
Валовый выброс, т/год, ***_M_*** **=** ***_G_ · _T_ · 3600 / 10^6*** **= 0.00151152 · 8760 · 3600 / 10^6 = 0.04766729472**

Примесь: 0602 Бензол (64)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** **= 0.35**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_*** **=** ***G · C / 100*** **= 0.00564 · 0.35 / 100 = 0.00001974**
Валовый выброс, т/год, ***_M_*** **=** ***_G_ · _T_ · 3600 / 10^6*** **= 0.00001974 · 8760 · 3600 / 10^6 = 0.00062252064**

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** **= 0.11**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_*** **=** ***G · C / 100*** **= 0.00564 · 0.11 / 100 = 0.000006204**
Валовый выброс, т/год, ***_M_*** **=** ***_G_ · _T_ · 3600 / 10^6*** **= 0.000006204 · 8760 · 3600 / 10^6 = 0.00019564934**

Примесь: 0621 Метилбензол (349)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** **= 0.22**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_*** **=** ***G · C / 100*** **= 0.00564 · 0.22 / 100 = 0.000012408**
Валовый выброс, т/год, ***_M_*** **=** ***_G_ · _T_ · 3600 / 10^6*** **= 0.000012408 · 8760 · 3600 / 10^6 = 0.00039129869**

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	***Технологич. поток***	***Общее кол-во, шт.***	***Время работы, ч/г***
Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	342	8760
Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	1026	8760

Итоговая таблица:

Код	***Наименование ЗВ***	***Выброс г/с***	***Выброс т/год***
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.3267946	10.4346740644
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.120868	3.85936054272
0602	Бензол (64)	0.0015785	0.05040209664
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0004961	0.01584065894
0621	Метилбензол (349)	0.0009922	0.03168131789

2029 год

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: №0001 Технологический резервуар нефти (РВС №1), 1000м3
Источник выделения: №0001, дыхательный клапан
Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п 5.

Вид выброса, ***VV*** = **Выбросы паров нефти и бензинов**
Нефтепродукт, ***NPNAME*** = **Сырая нефть**
Минимальная температура смеси, гр.С, ***TMIN*** = **-30**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** = **0.09**
KTMIN = **0.09**
Максимальная температура смеси, гр.С, ***TMAX*** = **26**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** = **0.67**
KTMAX = **0.67**
Режим эксплуатации, ***_NAME_*** = **"буферная емкость" (все типы резервуаров)**
Конструкция резервуаров, ***_NAME_*** = **Наземный вертикальный**
Объем одного резервуара данного типа, м3, ***VI*** = **1000**
Количество резервуаров данного типа, ***NR*** = **1**
Количество групп одноцелевых резервуаров, ***KNR*** = **1**
Категория веществ, ***_NAME_*** = **А, Б, В**
Значение Kpsr (Прил.8), ***KPSR*** = **0.1**
Значение Kpmax (Прил.8), ***KPM*** = **0.1**
Коэффициент , ***KPSR*** = **0.1**
Коэффициент, ***KPMAX*** = **0.1**
Общий объем резервуаров, м3, ***V*** = **1000**
Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, ***B*** = **83600**
Плотность смеси, т/м3, ***RO*** = **0.8570**
Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), ***NN = B / (RO · V)*** = **83600 / (0.857 · 1000) = 97.5**
Коэффициент (Прил. 10), ***KOB*** = **1.37**
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки, м3/час, ***VCMAX*** = **10.5304**
Давление паров смеси, мм.рт.ст., ***PS*** = **2.4752**
, ***P*** = **2.4752**
Коэффициент, ***KB*** = **1**
Температура начала кипения смеси, гр.С, ***TKIP*** = **164.2721**
Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, ***MRS = 0.6 · TKIP + 45*** = **0.6 · 164.2721 + 45 = 143.6**
Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), ***M = 0.294 · PS · MRS · (KTMAX · KB + KTMIN) · KPSR · KOB · B / (10^7 · RO)*** = **0.294 · 2.4752 · 143.6 · (0.67 · 1 + 0.09) · 0.1 · 1.37 · 83600 / (10^7 · 0.857) = 0.1061**
Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), ***G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX) / 10^4*** = **(0.163 · 2.4752 · 143.6 · 0.67 · 0.1 · 1 · 10.5304) / 10^4 = 0.00409**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **72.46**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **72.46 · 0.1061 / 100 = 0.07688006**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **72.46 · 0.00409 / 100 = 0.002963614**

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **26.8**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **26.8 · 0.1061 / 100 = 0.0284348**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **26.8 · 0.00409 / 100 = 0.00109612**

Примесь: 0602 Бензол (64)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **0.35**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **0.35 · 0.1061 / 100 = 0.00037135**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **0.35 · 0.00409 / 100 = 0.000014315**

Примесь: 0621 Метилбензол (349)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **0.22**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **0.22 · 0.1061 / 100 = 0.00023342**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **0.22 · 0.00409 / 100 = 0.000008998**

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **0.11**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **0.11 · 0.1061 / 100 = 0.00011671**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **0.11 · 0.00409 / 100 = 0.000004499**

Код	*Наименование ЗВ*	*Выброс г/с*	*Выброс т/год*
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.002963614	0.07688006
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.00109612	0.0284348
0602	Бензол (64)	0.000014315	0.00037135
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000004499	0.00011671
0621	Метилбензол (349)	0.000008998	0.00023342

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: №0002 Резервуар сбора нефти (РВС №2), 1000м3
Источник выделения: №0002, дыхательный клапан
Список литературы:
1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п 5.
Вид выброса, ***VV*** = **Выбросы паров нефти и бензинов**
Нефтепродукт, ***NPNAME*** = **Сырая нефть**
Минимальная температура смеси, гр.С, ***TMIN*** = **-30**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** = **0.09**
KTMIN = **0.09**
Максимальная температура смеси, гр.С, ***TMAX*** = **26**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** = **0.67**
KTMAX = **0.67**
Режим эксплуатации, ***_NAME_*** = **"буферная емкость" (все типы резервуаров)**
Конструкция резервуаров, ***_NAME_*** = **Наземный вертикальный**
Объем одного резервуара данного типа, м3, ***VI*** = **1000**
Количество резервуаров данного типа, ***NR*** = **1**
Количество групп одноцелевых резервуаров, ***KNR*** = **1**
Категория веществ, ***_NAME_*** = **А, Б, В**
Значение Kpsr (Прил.8), ***KPSR*** = **0.1**
Значение Kpmax (Прил.8), ***KPM*** = **0.1**
Коэффициент , ***KPSR*** = **0.1**
Коэффициент, ***KPMAX*** = **0.1**
Общий объем резервуаров, м3, ***V*** = **1000**
Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, ***B*** = **83600**
Плотность смеси, т/м3, ***RO*** = **0.8570**
Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), ***NN = B / (RO · V)*** = **83600 / (0.857 · 1000) = 97.5**
Коэффициент (Прил. 10), ***KOB*** = **1.37**
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки, м3/час, ***VCMAX*** = **10.5304**
Давление паров смеси, мм.рт.ст., ***PS*** = **2.4752**
, ***P*** = **2.4752**
Коэффициент, ***KB*** = **1**
Температура начала кипения смеси, гр.С, ***TKIP*** = **164.2721**
Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, ***MRS = 0.6 · TKIP + 45*** = **0.6 · 164.2721 + 45 = 143.6**
Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), ***M = 0.294 · PS · MRS · (KTMAX · KB + KTMIN) · KPSR · KOB · B / (10^7 · RO)*** = **0.294 · 2.4752 · 143.6 · (0.67 · 1 + 0.09) · 0.1 · 1.37 · 83600 / (10^7 · 0.857) = 0.1061**
Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), ***G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX) / 10^4*** = **(0.163 · 2.4752 · 143.6 · 0.67 · 0.1 · 1 · 10.5304) / 10^4 = 0.00409**

<u>Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)</u>
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **72.46**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **72.46 · 0.1061 / 100 = 0.07688006**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **72.46 · 0.00409 / 100 = 0.002963614**

<u>Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)</u>
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **26.8**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **26.8 · 0.1061 / 100 = 0.0284348**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **26.8 · 0.00409 / 100 = 0.00109612**

<u>Примесь: 0602 Бензол (64)</u>
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **0.35**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 0.35 · 0.1061 / 100 = 0.00037135**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 0.35 · 0.00409 / 100 = 0.000014315**

Примесь: 0621 Метилбензол (349)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 0.22**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 0.22 · 0.1061 / 100 = 0.00023342**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 0.22 · 0.00409 / 100 = 0.000008998**

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 0.11**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 0.11 · 0.1061 / 100 = 0.00011671**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 0.11 · 0.00409 / 100 = 0.000004499**

Код	*Наименование ЗВ*	*Выброс г/с*	*Выброс т/год*
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.002963614	0.07688006
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.00109612	0.0284348
0602	Бензол (64)	0.000014315	0.00037135
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000004499	0.00011671
0621	Метилбензол (349)	0.000008998	0.00023342

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: №0003 Технологический резервуар нефти (РВС №3), 1000м3
Источник выделения: №0003, дыхательный клапан
Список литературы:
1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих
веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п 5.
Вид выброса, ***VV*** **= Выбросы паров нефти и бензинов**
Нефтепродукт, ***NPNAME*** **= Сырая нефть**
Минимальная температура смеси, гр.С, ***TMIN*** **= -30**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** **= 0.09**
KTMIN **= 0.09**
Максимальная температура смеси, гр.С, ***TMAX*** **= 26**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** **= 0.67**
KTMAX **= 0.67**
Режим эксплуатации, ***_NAME_*** **= "буферная емкость" (все типы резервуаров)**
Конструкция резервуаров, ***_NAME_*** **= Наземный вертикальный**
Объем одного резервуара данного типа, м3, ***VI*** **= 1000**
Количество резервуаров данного типа, ***NR*** **= 1**
Количество групп одноцелевых резервуаров, ***KNR*** **= 1**
Категория веществ, ***_NAME_*** **= А, Б, В**
Значение Kpsr (Прил.8), ***KPSR*** **= 0.1**
Значение Kpmax (Прил.8), ***KPM*** **= 0.1**
Коэффициент , ***KPSR*** **= 0.1**
Коэффициент, ***KPMAX*** **= 0.1**
Общий объем резервуаров, м3, ***V*** **= 1000**
Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, ***B*** **= 83600**
Плотность смеси, т/м3, ***RO*** **= 0.8570**
Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), ***NN = B / (RO · V)*** **= 83600 / (0.857 · 1000) = 97.5**
Коэффициент (Прил. 10), ***KOB*** **= 1.37**
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой
из резервуара во время его закачки, м3/час, ***VCMAX*** **= 10.5304**
Давление паров смеси, мм.рт.ст., ***PS*** **= 2.4752**
, ***P*** **= 2.4752**
Коэффициент, ***KB*** **= 1**
Температура начала кипения смеси, гр.С, ***TKIP*** **= 164.2721**
Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, ***MRS = 0.6 · TKIP + 45*** **= 0.6 · 164.2721 + 45 = 143.6**
Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), ***M = 0.294 · PS · MRS · (KTMAX · KB + KTMIN) · KPSR · KOB · B / (10^7 · RO)*** **= 0.294 · 2.4752 · 143.6 · (0.67 · 1 + 0.09) · 0.1 · 1.37 · 83600 / (10^7 · 0.857) = 0.1061**
Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), ***G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX) / 10^4*** **= (0.163 · 2.4752 · 143.6 · 0.67 · 0.1 · 1 · 10.5304) / 10^4 = 0.00409**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **72.46**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_*** = ***CI · M / 100*** = **72.46 · 0.1061 / 100 = 0.07688006**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_*** = ***CI · G / 100*** = **72.46 · 0.00409 / 100 = 0.002963614**

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **26.8**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_*** = ***CI · M / 100*** = **26.8 · 0.1061 / 100 = 0.0284348**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_*** = ***CI · G / 100*** = **26.8 · 0.00409 / 100 = 0.00109612**

Примесь: 0602 Бензол (64)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **0.35**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_*** = ***CI · M / 100*** = **0.35 · 0.1061 / 100 = 0.00037135**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_*** = ***CI · G / 100*** = **0.35 · 0.00409 / 100 = 0.000014315**

Примесь: 0621 Метилбензол (349)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **0.22**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_*** = ***CI · M / 100*** = **0.22 · 0.1061 / 100 = 0.00023342**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_*** = ***CI · G / 100*** = **0.22 · 0.00409 / 100 = 0.000008998**

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **0.11**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_*** = ***CI · M / 100*** = **0.11 · 0.1061 / 100 = 0.00011671**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_*** = ***CI · G / 100*** = **0.11 · 0.00409 / 100 = 0.000004499**

Код	***Наименование ЗВ***	***Выброс г/с***	***Выброс т/год***
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.002963614	0.07688006
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.00109612	0.0284348
0602	Бензол (64)	0.000014315	0.00037135
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000004499	0.00011671
0621	Метилбензол (349)	0.000008998	0.00023342

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: №0004 Технологический резервуар нефти (РВС №4), 2000м3
Источник выделения: №0004, дыхательный клапан
Список литературы:
1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих
веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п 5.
Вид выброса, ***VV*** = **Выбросы паров нефти и бензинов**
Нефтепродукт, ***NPNAME*** = **Сырая нефть**
Минимальная температура смеси, гр.С, ***TMIN*** = **-30**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** = **0.09**
KTMIN = **0.09**
Максимальная температура смеси, гр.С, ***TMAX*** = **26**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** = **0.67**
KTMAX = **0.67**
Режим эксплуатации, ***_NAME_*** = **"буферная емкость" (все типы резервуаров)**
Конструкция резервуаров, ***_NAME_*** = **Наземный вертикальный**
Объем одного резервуара данного типа, м3, ***VI*** = **2000**
Количество резервуаров данного типа, ***NR*** = **1**
Количество групп одноцелевых резервуаров, ***KNR*** = **1**
Категория веществ, ***_NAME_*** = **А, Б, В**
Значение Kpsr (Прил.8), ***KPSR*** = **0.1**
Значение Kpmax (Прил.8), ***KPM*** = **0.1**
Коэффициент , ***KPSR*** = **0.1**
Коэффициент, ***KPMAX*** = **0.1**
Общий объем резервуаров, м3, ***V*** = **2000**
Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, ***B*** = **83600**
Плотность смеси, т/м3, ***RO*** = **0.8570**

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), ***NN = B / (RO · V)*** **= 83600 / (0.857 · 2000) = 48.8**
Коэффициент (Прил. 10), ***KOB*** **= 1.89**
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой
из резервуара во время его закачки, м3/час, ***VCMAX*** **= 10.5304**
Давление паров смеси, мм.рт.ст., ***PS*** **= 2.4752**
, ***P*** **= 2.4752**
Коэффициент, ***KB*** **= 1**
Температура начала кипения смеси, гр.С, ***TKIP*** **= 164.2721**
Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, ***MRS = 0.6 · TKIP + 45*** **= 0.6 · 164.2721 + 45 = 143.6**
Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), ***M = 0.294 · PS · MRS · (KTMAX · KB + KTMIN) · KPSR · KOB · B / (10^7 · RO)*** **= 0.294 · 2.4752 · 143.6 · (0.67 · 1 + 0.09) · 0.1 · 1.89 · 83600 / (10^7 · 0.857) = 0.1464**
Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), ***G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX) / 10^4*** **= (0.163 · 2.4752 · 143.6 · 0.67 · 0.1 · 1 · 10.5304) / 10^4 = 0.00409**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 72.46**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 72.46 · 0.1464 / 100 = 0.10608144**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 72.46 · 0.00409 / 100 = 0.002963614**

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 26.8**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 26.8 · 0.1464 / 100 = 0.0392352**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 26.8 · 0.00409 / 100 = 0.00109612**

Примесь: 0602 Бензол (64)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 0.35**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 0.35 · 0.1464 / 100 = 0.0005124**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 0.35 · 0.00409 / 100 = 0.000014315**

Примесь: 0621 Метилбензол (349)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 0.22**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 0.22 · 0.1464 / 100 = 0.00032208**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 0.22 · 0.00409 / 100 = 0.000008998**

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 0.11**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 0.11 · 0.1464 / 100 = 0.00016104**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 0.11 · 0.00409 / 100 = 0.000004499**

Код	***Наименование ЗВ***	***Выброс г/с***	***Выброс т/год***
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.002963614	0.10608144
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.00109612	0.0392352
0602	Бензол (64)	0.000014315	0.0005124
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000004499	0.00016104
0621	Метилбензол (349)	0.000008998	0.00032208

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: № 0005 Резервуар хранения нефти (РВС №5), 1000м3
Источник выделения: №0005, дыхательный клапан
Список литературы:
1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих
веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п 5.
Вид выброса, ***VV*** **= Выбросы паров нефти и бензинов**
Нефтепродукт, ***NPNAME*** **= Сырая нефть**
Минимальная температура смеси, гр.С, ***TMIN*** **= -30**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** **= 0.09**
KTMIN **= 0.09**
Максимальная температура смеси, гр.С, ***TMAX*** **= 26**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** **= 0.67**
KTMAX **= 0.67**

Режим эксплуатации, *_NAME_* **= "буферная емкость" (все типы резервуаров)**
Конструкция резервуаров, *_NAME_* **= Наземный вертикальный**
Объем одного резервуара данного типа, м3, ***VI* = 1000**
Количество резервуаров данного типа, ***NR* = 1**
Количество групп одноцелевых резервуаров, ***KNR* = 1**
Категория веществ, *_NAME_* **= А, Б, В**
Значение Kpsr (Прил.8), ***KPSR* = 0.1**
Значение Kpmax (Прил.8), ***KPM* = 0.1**
Коэффициент , ***KPSR* = 0.1**
Коэффициент, ***KPMAX* = 0.1**
Общий объем резервуаров, м3, ***V* = 1000**
Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, ***B* = 83600**
Плотность смеси, т/м3, ***RO* = 0.8570**
Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), ***NN = B / (RO · V)* = 83600 / (0.857 · 1000) = 97.5**
Коэффициент (Прил. 10), ***KOB* = 1.37**
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой
из резервуара во время его закачки, м3/час, ***VCMAX* = 10.5304**
Давление паров смеси, мм.рт.ст., ***PS* = 2.4752**
, ***P* = 2.4752**
Коэффициент, ***KB* = 1**
Температура начала кипения смеси, гр.С, ***TKIP* = 164.2721**
Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, ***MRS = 0.6 · TKIP + 45* = 0.6 · 164.2721 + 45 = 143.6**
Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), ***M = 0.294 · PS · MRS · (KTMAX · KB + KTMIN) · KPSR · KOB · B / (10^7 · RO)* = 0.294 · 2.4752 · 143.6 · (0.67 · 1 + 0.09) · 0.1 · 1.37 · 83600 / (10^7 · 0.857) = 0.1061**
Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), ***G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX) / 10^4* = (0.163 · 2.4752 · 143.6 · 0.67 · 0.1 · 1 · 10.5304) / 10^4 = 0.00409**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI* = 72.46**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100* = 72.46 · 0.1061 / 100 = 0.07688006**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100* = 72.46 · 0.00409 / 100 = 0.002963614**

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI* = 26.8**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100* = 26.8 · 0.1061 / 100 = 0.0284348**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100* = 26.8 · 0.00409 / 100 = 0.00109612**

Примесь: 0602 Бензол (64)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI* = 0.35**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100* = 0.35 · 0.1061 / 100 = 0.00037135**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100* = 0.35 · 0.00409 / 100 = 0.000014315**

Примесь: 0621 Метилбензол (349)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI* = 0.22**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100* = 0.22 · 0.1061 / 100 = 0.00023342**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100* = 0.22 · 0.00409 / 100 = 0.000008998**

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI* = 0.11**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100* = 0.11 · 0.1061 / 100 = 0.00011671**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100* = 0.11 · 0.00409 / 100 = 0.000004499**

Код	*Наименование ЗВ*	*Выброс г/с*	*Выброс т/год*
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.002963614	0.07688006
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.00109612	0.0284348
0602	Бензол (64)	0.000014315	0.00037135
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000004499	0.00011671
0621	Метилбензол (349)	0.000008998	0.00023342

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: №6001 Площадка 114-ти скважин

Источник выделения: №6001, ЗРА и ФС

Список литературы:

1. "Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов" от 29 июля 2011 года № 196-п;
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
3. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: **Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)**
Наименование технологического потока: Поток №8
Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), Q = **0.012996**
Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), X = **0.365**
Общее количество данного оборудования, шт., N = **342**
Среднее время работы данного оборудования, час/год, $_T_$ = **8760**
Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N$ = **0.365 · 0.012996 · 342 = 1.622**
Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6$ = **1.622 / 3.6 = 0.451**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, C = **72.46**
Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100$ = **0.451 · 72.46 / 100 = 0.3267946**
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6$ = **0.3267946 · 8760 · 3600 / 10^6 = 10.3057945056**

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, C = **26.8**
Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100$ = **0.451 · 26.8 / 100 = 0.120868**
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6$ = **0.120868 · 8760 · 3600 / 10^6 = 3.811693248**

Примесь: 0602 Бензол (64)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, C = **0.35**
Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100$ = **0.451 · 0.35 / 100 = 0.0015785**
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6$ = **0.0015785 · 8760 · 3600 / 10^6 = 0.049779576**

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, C = **0.11**
Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100$ = **0.451 · 0.11 / 100 = 0.0004961**
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6$ = **0.0004961 · 8760 · 3600 / 10^6 = 0.0156450096**

Примесь: 0621 Метилбензол (349)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, C = **0.22**
Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100$ = **0.451 · 0.22 / 100 = 0.0009922**
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6$ = **0.0009922 · 8760 · 3600 / 10^6 = 0.0312900192**

Наименование оборудования: **Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)**
Наименование технологического потока: Поток №8
Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), Q = **0.000396**
Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), X = **0.05**
Общее количество данного оборудования, шт., N = **1026**
Среднее время работы данного оборудования, час/год, $_T_$ = **8760**
Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N$ = **0.05 · 0.000396 · 1026 = 0.0203**
Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6$ = **0.0203 / 3.6 = 0.00564**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, C = **72.46**
Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100$ = **0.00564 · 72.46 / 100 = 0.004086744**
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6$ = **0.004086744 · 8760 · 3600 / 10^6 = 0.12887955878**

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, C = **26.8**
Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100$ = **0.00564 · 26.8 / 100 = 0.00151152**
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6$ = **0.00151152 · 8760 · 3600 / 10^6 = 0.04766729472**

Примесь: 0602 Бензол (64)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** **= 0.35**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_*** **=** ***G*** **·** ***C / 100*** **= 0.00564 · 0.35 / 100 = 0.00001974**
Валовый выброс, т/год, ***_M_*** **=** ***_G_*** **·** ***_T_*** **·** ***3600 / 10⁶*** **= 0.00001974 · 8760 · 3600 / 10⁶ = 0.00062252064**

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** **= 0.11**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_*** **=** ***G*** **·** ***C / 100*** **= 0.00564 · 0.11 / 100 = 0.000006204**
Валовый выброс, т/год, ***_M_*** **=** ***_G_*** **·** ***_T_*** **·** ***3600 / 10⁶*** **= 0.000006204 · 8760 · 3600 / 10⁶ = 0.00019564934**

Примесь: 0621 Метилбензол (349)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** **= 0.22**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_*** **=** ***G*** **·** ***C / 100*** **= 0.00564 · 0.22 / 100 = 0.000012408**
Валовый выброс, т/год, ***_M_*** **=** ***_G_*** **·** ***_T_*** **·** ***3600 / 10⁶*** **= 0.000012408 · 8760 · 3600 / 10⁶ = 0.00039129869**

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	***Технологич. поток***	***Общее кол-во, шт.***	***Время работы, ч/г***
Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	342	8760
Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	1026	8760

Итоговая таблица:

Код	***Наименование ЗВ***	***Выброс г/с***	***Выброс т/год***
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.3267946	10.4346740644
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.120868	3.85936054272
0602	Бензол (64)	0.0015785	0.05040209664
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0004961	0.01584065894
0621	Метилбензол (349)	0.0009922	0.03168131789

3-вариант

2025 год

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: №0001 Технологический резервуар нефти (РВС №1), 1000м3
Источник выделения: №0001, дыхательный клапан
Список литературы:
1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих
веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п 5.

Вид выброса, ***VV*** **= Выбросы паров нефти и бензинов**
Нефтепродукт, ***NPNAME*** **= Сырая нефть**
Минимальная температура смеси, гр.С, ***TMIN*** **= -30**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** **= 0.09**
KTMIN **= 0.09**
Максимальная температура смеси, гр.С, ***TMAX*** **= 26**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** **= 0.67**
KTMAX **= 0.67**
Режим эксплуатации, ***_NAME_*** **= "буферная емкость" (все типы резервуаров)**
Конструкция резервуаров, ***_NAME_*** **= Наземный вертикальный**
Объем одного резервуара данного типа, м3, ***VI*** **= 1000**
Количество резервуаров данного типа, ***NR*** **= 1**
Количество групп одноцелевых резервуаров, ***KNR*** **= 1**
Категория веществ, ***_NAME_*** **= А, Б, В**
Значение Kpsr (Прил.8), ***KPSR*** **= 0.1**
Значение Kpmax (Прил.8), ***KPM*** **= 0.1**
Коэффициент , ***KPSR*** **= 0.1**

Коэффициент, ***KPMAX*** = **0.1**
Общий объем резервуаров, м3, ***V*** = **1000**
Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, ***B*** = **114070**
Плотность смеси, т/м3, ***RO*** = **0.8570**
Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), ***NN = B / (RO · V)*** = **114070 / (0.857 · 1000) = 133.1**
Коэффициент (Прил. 10), ***KOB*** = **1.35**
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой
из резервуара во время его закачки, м3/час, ***VCMAX*** = **15.1685**
Давление паров смеси, мм.рт.ст., ***PS*** = **2.4752**
, ***P*** = **2.4752**
Коэффициент, ***KB*** = **1**
Температура начала кипения смеси, гр.С, ***TKIP*** = **164.2721**
Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, ***MRS = 0.6 · TKIP + 45*** = **0.6 · 164.2721 + 45 = 143.6**
Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), ***M = 0.294 · PS · MRS · (KTMAX · KB + KTMIN) · KPSR · KOB · B / (10^7 · RO)*** = **0.294 · 2.4752 · 143.6 · (0.67 · 1 + 0.09) · 0.1 · 1.35 · 114070 / (10^7 · 0.857) = 0.1427**
Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), ***G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX) / 10^4*** = **(0.163 · 2.4752 · 143.6 · 0.67 · 0.1 · 1 · 15.1685) / 10^4 = 0.00589**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **72.46**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **72.46 · 0.1427 / 100 = 0.10340042**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **72.46 · 0.00589 / 100 = 0.004267894**

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **26.8**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **26.8 · 0.1427 / 100 = 0.0382436**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **26.8 · 0.00589 / 100 = 0.00157852**

Примесь: 0602 Бензол (64)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **0.35**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **0.35 · 0.1427 / 100 = 0.00049945**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **0.35 · 0.00589 / 100 = 0.000020615**

Примесь: 0621 Метилбензол (349)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **0.22**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **0.22 · 0.1427 / 100 = 0.00031394**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **0.22 · 0.00589 / 100 = 0.000012958**

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **0.11**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **0.11 · 0.1427 / 100 = 0.00015697**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **0.11 · 0.00589 / 100 = 0.000006479**

Код	***Наименование ЗВ***	***Выброс г/с***	***Выброс т/год***
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.004267894	0.20680084
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.00157852	0.0764872
0602	Бензол (64)	0.000020615	0.00049945
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000006479	0.00015697
0621	Метилбензол (349)	0.000012958	0.00031394

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: №0002 Резервуар сбора нефти (РВС №2), 1000м3
Источник выделения: №0002, дыхательный клапан
Список литературы:
1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих
веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п 5.
Вид выброса, ***VV*** = **Выбросы паров нефти и бензинов**
Нефтепродукт, ***NPNAME*** = **Сырая нефть**
Минимальная температура смеси, гр.С, ***TMIN*** = **-30**

Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** **= 0.09**
KTMIN **= 0.09**
Максимальная температура смеси, гр.С, ***TMAX*** **= 26**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** **= 0.67**
KTMAX **= 0.67**
Режим эксплуатации, ***_NAME_*** **= "буферная емкость" (все типы резервуаров)**
Конструкция резервуаров, ***_NAME_*** **= Наземный вертикальный**
Объем одного резервуара данного типа, м3, ***VI*** **= 1000**
Количество резервуаров данного типа, ***NR*** **= 1**
Количество групп одноцелевых резервуаров, ***KNR*** **= 1**
Категория веществ, ***_NAME_*** **= А, Б, В**
Значение Kpsr (Прил.8), ***KPSR*** **= 0.1**
Значение Kpmax (Прил.8), ***KPM*** **= 0.1**
Коэффициент , ***KPSR*** **= 0.1**
Коэффициент, ***KPMAX*** **= 0.1**
Общий объем резервуаров, м3, ***V*** **= 1000**
Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, ***B*** **= 114070**
Плотность смеси, т/м3, ***RO*** **= 0.8570**
Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), ***NN = B / (RO · V)*** **= 114070 / (0.857 · 1000) = 133.1**
Коэффициент (Прил. 10), ***KOB*** **= 1.35**
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой
из резервуара во время его закачки, м3/час, ***VCMAX*** **= 15.1685**
Давление паров смеси, мм.рт.ст., ***PS*** **= 2.4752**
, ***P*** **= 2.4752**
Коэффициент, ***KB*** **= 1**
Температура начала кипения смеси, гр.С, ***TKIP*** **= 164.2721**
Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, ***MRS = 0.6 · TKIP + 45*** **= 0.6 · 164.2721 + 45 = 143.6**
Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), ***M = 0.294 · PS · MRS · (KTMAX · KB + KTMIN) · KPSR · KOB · B / (10^7 · RO)*** **= 0.294 · 2.4752 · 143.6 · (0.67 · 1 + 0.09) · 0.1 · 1.35 · 114070 / (10^7 · 0.857) = 0.1427**
Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), ***G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX) / 10^4*** **= (0.163 · 2.4752 · 143.6 · 0.67 · 0.1 · 1 · 15.1685) / 10^4 = 0.00589**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 72.46**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 72.46 · 0.1427 / 100 = 0.10340042**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 72.46 · 0.00589 / 100 = 0.004267894**

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 26.8**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 26.8 · 0.1427 / 100 = 0.0382436**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 26.8 · 0.00589 / 100 = 0.00157852**

Примесь: 0602 Бензол (64)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 0.35**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 0.35 · 0.1427 / 100 = 0.00049945**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 0.35 · 0.00589 / 100 = 0.000020615**

Примесь: 0621 Метилбензол (349)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 0.22**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 0.22 · 0.1427 / 100 = 0.00031394**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 0.22 · 0.00589 / 100 = 0.000012958**

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 0.11**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 0.11 · 0.1427 / 100 = 0.00015697**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 0.11 · 0.00589 / 100 = 0.000006479**

Код	***Наименование ЗВ***	***Выброс г/с***	***Выброс т/год***
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.004267894	0.20680084
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.00157852	0.0764872
0602	Бензол (64)	0.000020615	0.00049945
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000006479	0.00015697
0621	Метилбензол (349)	0.000012958	0.00031394

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: №0003 Технологический резервуар нефти (РВС №3), 1000м3
Источник выделения: №0003, дыхательный клапан
Список литературы:
1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п 5.
Вид выброса, ***VV*** = **Выбросы паров нефти и бензинов**
Нефтепродукт, ***NPNAME*** = **Сырая нефть**
Минимальная температура смеси, гр.С, ***TMIN*** = **-30**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** = **0.09**
KTMIN = **0.09**
Максимальная температура смеси, гр.С, ***TMAX*** = **26**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** = **0.67**
KTMAX = **0.67**
Режим эксплуатации, ***_NAME_*** = **"буферная емкость" (все типы резервуаров)**
Конструкция резервуаров, ***_NAME_*** = **Наземный вертикальный**
Объем одного резервуара данного типа, м3, ***VI*** = **1000**
Количество резервуаров данного типа, ***NR*** = **1**
Количество групп одноцелевых резервуаров, ***KNR*** = **1**
Категория веществ, ***_NAME_*** = **А, Б, В**
Значение Kpsr (Прил.8), ***KPSR*** = **0.1**
Значение Kpmax (Прил.8), ***KPM*** = **0.1**
Коэффициент , ***KPSR*** = **0.1**
Коэффициент, ***KPMAX*** = **0.1**
Общий объем резервуаров, м3, ***V*** = **1000**
Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, ***B*** = **114070**
Плотность смеси, т/м3, ***RO*** = **0.8570**
Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), ***NN = B / (RO · V)*** = **114070 / (0.857 · 1000) = 133.1**
Коэффициент (Прил. 10), ***KOB*** = **1.35**
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки, м3/час, ***VCMAX*** = **15.1685**
Давление паров смеси, мм.рт.ст., ***PS*** = **2.4752**
, ***P*** = **2.4752**
Коэффициент, ***KB*** = **1**
Температура начала кипения смеси, гр.С, ***TKIP*** = **164.2721**
Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, ***MRS = 0.6 · TKIP + 45*** = **0.6 · 164.2721 + 45 = 143.6**
Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), ***M = 0.294 · PS · MRS · (KTMAX · KB + KTMIN) · KPSR · KOB · B / (10^7 · RO)*** = **0.294 · 2.4752 · 143.6 · (0.67 · 1 + 0.09) · 0.1 · 1.35 · 114070 / (10^7 · 0.857) = 0.1427**
Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), ***G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX) / 10^4*** = **(0.163 · 2.4752 · 143.6 · 0.67 · 0.1 · 1 · 15.1685) / 10^4 = 0.00589**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **72.46**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **72.46 · 0.1427 / 100 = 0.10340042**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **72.46 · 0.00589 / 100 = 0.004267894**

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **26.8**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **26.8 · 0.1427 / 100 = 0.0382436**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **26.8 · 0.00589 / 100 = 0.00157852**

Примесь: 0602 Бензол (64)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **0.35**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **0.35 · 0.1427 / 100 = 0.00049945**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **0.35 · 0.00589 / 100 = 0.000020615**

Примесь: 0621 Метилбензол (349)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **0.22**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **0.22 · 0.1427 / 100 = 0.00031394**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **0.22 · 0.00589 / 100 = 0.000012958**

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 0.11**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_*** **=** ***CI · M / 100*** **= 0.11 · 0.1427 / 100 = 0.00015697**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_*** **=** ***CI · G / 100*** **= 0.11 · 0.00589 / 100 = 0.000006479**

Код	*Наименование ЗВ*	*Выброс г/с*	*Выброс т/год*
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.004267894	0.20680084
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.00157852	0.0764872
0602	Бензол (64)	0.000020615	0.00049945
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000006479	0.00015697
0621	Метилбензол (349)	0.000012958	0.00031394

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: №0004 Технологический резервуар нефти (РВС №4), 2000м3
Источник выделения: №0004, дыхательный клапан
Список литературы:
1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих
веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п 5.
Вид выброса, ***VV*** **= Выбросы паров нефти и бензинов**
Нефтепродукт, ***NPNAME*** **= Сырая нефть**
Минимальная температура смеси, гр.С, ***TMIN*** **= -30**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** **= 0.09**
KTMIN **= 0.09**
Максимальная температура смеси, гр.С, ***TMAX*** **= 26**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** **= 0.67**
KTMAX **= 0.67**
Режим эксплуатации, ***_NAME_*** **= "буферная емкость" (все типы резервуаров)**
Конструкция резервуаров, ***_NAME_*** **= Наземный вертикальный**
Объем одного резервуара данного типа, м3, ***VI*** **= 2000**
Количество резервуаров данного типа, ***NR*** **= 1**
Количество групп одноцелевых резервуаров, ***KNR*** **= 1**
Категория веществ, ***_NAME_*** **= А, Б, В**
Значение Kpsr (Прил.8), ***KPSR*** **= 0.1**
Значение Kpmax (Прил.8), ***KPM*** **= 0.1**
Коэффициент , ***KPSR*** **= 0.1**
Коэффициент, ***KPMAX*** **= 0.1**
Общий объем резервуаров, м3, ***V*** **= 2000**
Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, ***B*** **= 114070**
Плотность смеси, т/м3, ***RO*** **= 0.8570**
Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), ***NN*** **=** ***B / (RO · V)*** **= 114070 / (0.857 · 2000) = 66.6**
Коэффициент (Прил. 10), ***KOB*** **= 1.668**
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой
из резервуара во время его закачки, м3/час, ***VCMAX*** **= 15.1685**
Давление паров смеси, мм.рт.ст., ***PS*** **= 2.4752**
, ***P*** **= 2.4752**
Коэффициент, ***KB*** **= 1**
Температура начала кипения смеси, гр.С, ***TKIP*** **= 164.2721**
Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, ***MRS*** **=** ***0.6 · TKIP + 45*** **= 0.6 · 164.2721 + 45 = 143.6**
Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), ***M = 0.294 · PS · MRS · (KTMAX · KB + KTMIN) · KPSR · KOB · B / (10^7 · RO)*** **= 0.294 · 2.4752 · 143.6 · (0.67 · 1 + 0.09) · 0.1 · 1.668 · 114070 / (10^7 · 0.857) = 0.1763**
Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), ***G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX) / 10^4*** **= (0.163 · 2.4752 · 143.6 · 0.67 · 0.1 · 1 · 15.1685) / 10^4 = 0.00589**

<u>Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)</u>
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 72.46**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_*** **=** ***CI · M / 100*** **= 72.46 · 0.1763 / 100 = 0.12774698**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_*** **=** ***CI · G / 100*** **= 72.46 · 0.00589 / 100 = 0.004267894**

<u>Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)</u>
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 26.8**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 26.8 · 0.1763 / 100 = 0.0472484**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 26.8 · 0.00589 / 100 = 0.00157852**

Примесь: 0602 Бензол (64)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 0.35**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 0.35 · 0.1763 / 100 = 0.00061705**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 0.35 · 0.00589 / 100 = 0.000020615**

Примесь: 0621 Метилбензол (349)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 0.22**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 0.22 · 0.1763 / 100 = 0.00038786**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 0.22 · 0.00589 / 100 = 0.000012958**

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 0.11**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 0.11 · 0.1763 / 100 = 0.00019393**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 0.11 · 0.00589 / 100 = 0.000006479**

Код	*Наименование ЗВ*	*Выброс г/с*	*Выброс т/год*
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.004267894	0.12774698
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.00157852	0.0472484
0602	Бензол (64)	0.000020615	0.00061705
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000006479	0.00019393
0621	Метилбензол (349)	0.000012958	0.00038786

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: № 0005 Резервуар хранения нефти (РВС №5), 1000м3
Источник выделения: №0005, дыхательный клапан
Список литературы:
1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих
веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п 5.
Вид выброса, ***VV*** **= Выбросы паров нефти и бензинов**
Нефтепродукт, ***NPNAME*** **= Сырая нефть**
Минимальная температура смеси, гр.С, ***TMIN*** **= -30**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** **= 0.09**
KTMIN **= 0.09**
Максимальная температура смеси, гр.С, ***TMAX*** **= 26**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** **= 0.67**
KTMAX **= 0.67**
Режим эксплуатации, ***_NAME_*** **= "буферная емкость" (все типы резервуаров)**
Конструкция резервуаров, ***_NAME_*** **= Наземный вертикальный**
Объем одного резервуара данного типа, м3, ***VI*** **= 1000**
Количество резервуаров данного типа, ***NR*** **= 1**
Количество групп одноцелевых резервуаров, ***KNR*** **= 1**
Категория веществ, ***_NAME_*** **= А, Б, В**
Значение Kpsr (Прил.8), ***KPSR*** **= 0.1**
Значение Kpmax (Прил.8), ***KPM*** **= 0.1**
Коэффициент , ***KPSR*** **= 0.1**
Коэффициент, ***KPMAX*** **= 0.1**
Общий объем резервуаров, м3, ***V*** **= 1000**
Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, ***B*** **= 114070**
Плотность смеси, т/м3, ***RO*** **= 0.8570**
Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), ***NN = B / (RO · V)*** **= 114070 / (0.857 · 1000) = 133.1**
Коэффициент (Прил. 10), ***KOB*** **= 1.35**
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой
из резервуара во время его закачки, м3/час, ***VCMAX*** **= 15.1685**
Давление паров смеси, мм.рт.ст., ***PS*** **= 2.4752**
, ***P*** **= 2.4752**
Коэффициент, ***KB*** **= 1**
Температура начала кипения смеси, гр.С, ***TKIP*** **= 164.2721**

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, ***MRS = 0.6 · TKIP + 45*** **= 0.6 · 164.2721 + 45 = 143.6**
Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), ***M = 0.294 · PS · MRS · (KTMAX · KB + KTMIN) · KPSR · KOB · B / (10^7 · RO)*** **= 0.294 · 2.4752 · 143.6 · (0.67 · 1 + 0.09) · 0.1 · 1.35 · 114070 / (10^7 · 0.857) = 0.1427**
Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), ***G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX) / 10^4*** **= (0.163 · 2.4752 · 143.6 · 0.67 · 0.1 · 1 · 15.1685) / 10^4 = 0.00589**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 72.46**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 72.46 · 0.1427 / 100 = 0.10340042**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 72.46 · 0.00589 / 100 = 0.004267894**

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 26.8**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 26.8 · 0.1427 / 100 = 0.0382436**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 26.8 · 0.00589 / 100 = 0.00157852**

Примесь: 0602 Бензол (64)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 0.35**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 0.35 · 0.1427 / 100 = 0.00049945**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 0.35 · 0.00589 / 100 = 0.000020615**

Примесь: 0621 Метилбензол (349)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 0.22**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 0.22 · 0.1427 / 100 = 0.00031394**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 0.22 · 0.00589 / 100 = 0.000012958**

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 0.11**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 0.11 · 0.1427 / 100 = 0.00015697**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 0.11 · 0.00589 / 100 = 0.000006479**

Код	*Наименование ЗВ*	*Выброс г/с*	*Выброс т/год*
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.004267894	0.20680084
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.00157852	0.0764872
0602	Бензол (64)	0.000020615	0.00049945
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000006479	0.00015697
0621	Метилбензол (349)	0.000012958	0.00031394

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: №6001 Площадка 120-ти скважин
Источник выделения: №6001, ЗРА и ФС
Список литературы:
1. "Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов" от 29 июля 2011 года № 196-п;
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
3. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: **Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)**
Наименование технологического потока: Поток №8
Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), ***Q*** **= 0.012996**
Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), ***X*** **= 0.365**
Общее количество данного оборудования, шт., ***N*** **= 360**
Среднее время работы данного оборудования, час/год, ***_T_*** **= 8760**
Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), ***G = X · Q · N*** **= 0.365 · 0.012996 · 360 = 1.708**
Суммарная утечка всех компонентов, г/с, ***G = G / 3.6*** **= 1.708 / 3.6 = 0.474**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** **= 72.46**

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100 = 0.474 \cdot 72.46 / 100 = 0.3434604$
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.3434604 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 10.8313671744$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 26.8$
Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100 = 0.474 \cdot 26.8 / 100 = 0.127032$
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.127032 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 4.006081152$

Примесь: 0602 Бензол (64)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.35$
Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100 = 0.474 \cdot 0.35 / 100 = 0.001659$
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.001659 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.052318224$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.11$
Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100 = 0.474 \cdot 0.11 / 100 = 0.0005214$
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.0005214 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0164428704$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.22$
Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100 = 0.474 \cdot 0.22 / 100 = 0.0010428$
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.0010428 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0328857408$

Наименование оборудования: **Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)**
Наименование технологического потока: Поток №8
Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.000396$
Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.05$
Общее количество данного оборудования, шт., $N = 1080$
Среднее время работы данного оборудования, час/год, $_T_ = 8760$
Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.05 \cdot 0.000396 \cdot 1080 = 0.0214$
Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0214 / 3.6 = 0.00594$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 72.46$
Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100 = 0.00594 \cdot 72.46 / 100 = 0.004304124$
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.004304124 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.13573485446$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 26.8$
Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100 = 0.00594 \cdot 26.8 / 100 = 0.00159192$
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.00159192 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.05020278912$

Примесь: 0602 Бензол (64)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.35$
Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100 = 0.00594 \cdot 0.35 / 100 = 0.00002079$
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.00002079 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00065563344$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.11$
Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100 = 0.00594 \cdot 0.11 / 100 = 0.000006534$
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.000006534 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00020605622$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.22$
Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100 = 0.00594 \cdot 0.22 / 100 = 0.000013068$
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.000013068 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00041211245$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	***Технологич. поток***	***Общее кол-во, шт.***	***Время работы, ч/г***
Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	360	8760
Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	1080	8760

Итоговая таблица:

Код	*Наименование ЗВ*	*Выброс г/с*	*Выброс т/год*
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.3434604	10.9671020289
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.127032	4.05628394112
0602	Бензол (64)	0.001659	0.05297385744
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0005214	0.01664892662
0621	Метилбензол (349)	0.0010428	0.03329785325

2026 год

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: №0001 Технологический резервуар нефти (РВС №1), 1000м3
Источник выделения: №0001, дыхательный клапан
Список литературы:
1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих
веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п 5.
Вид выброса, ***VV*** = **Выбросы паров нефти и бензинов**
Нефтепродукт, ***NPNAME*** = **Сырая нефть**
Минимальная температура смеси, гр.С, ***TMIN*** = **-30**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** = **0.09**
KTMIN = **0.09**
Максимальная температура смеси, гр.С, ***TMAX*** = **26**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** = **0.67**
KTMAX = **0.67**
Режим эксплуатации, ***_NAME_*** = **"буферная емкость" (все типы резервуаров)**
Конструкция резервуаров, ***_NAME_*** = **Наземный вертикальный**
Объем одного резервуара данного типа, м3, ***VI*** = **1000**
Количество резервуаров данного типа, ***NR*** = **1**
Количество групп одноцелевых резервуаров, ***KNR*** = **1**
Категория веществ, ***_NAME_*** = **А, Б, В**
Значение Kpsr (Прил.8), ***KPSR*** = **0.1**
Значение Kpmax (Прил.8), ***KPM*** = **0.1**
Коэффициент , ***KPSR*** = **0.1**
Коэффициент, ***KPMAX*** = **0.1**
Общий объем резервуаров, м3, ***V*** = **1000**
Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, ***B*** = **106700**
Плотность смеси, т/м3, ***RO*** = **0.8570**
Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), ***NN = B / (RO · V)*** = **106700 / (0.857 · 1000) = 124.5**
Коэффициент (Прил. 10), ***KOB*** = **1.35**
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой
из резервуара во время его закачки, м3/час, ***VCMAX*** = **13.7537**
Давление паров смеси, мм.рт.ст., ***PS*** = **2.4752**
, ***P*** = **2.4752**
Коэффициент, ***KB*** = **1**
Температура начала кипения смеси, гр.С, ***TKIP*** = **164.2721**
Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, ***MRS = 0.6 · TKIP + 45*** = **0.6 · 164.2721 + 45 = 143.6**
Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), ***M = 0.294 · PS · MRS · (KTMAX · KB + KTMIN) · KPSR · KOB · B / (10^7 · RO)*** = **0.294 · 2.4752 · 143.6 · (0.67 · 1 + 0.09) · 0.1 · 1.35 · 106700 / (10^7 · 0.857) = 0.1335**
Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), ***G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX) / 10^4*** = **(0.163 · 2.4752 · 143.6 · 0.67 · 0.1 · 1 · 13.7537) / 10^4 = 0.00534**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **72.46**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **72.46 · 0.1335 / 100 = 0.0967341**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **72.46 · 0.00534 / 100 = 0.003869364**

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **26.8**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **26.8 · 0.1335 / 100 = 0.0357780**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 26.8 · 0.00534 / 100 = 0.00143112**

Примесь: 0602 Бензол (64)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 0.35**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 0.35 · 0.1335 / 100 = 0.00046725**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 0.35 · 0.00534 / 100 = 0.00001869**

Примесь: 0621 Метилбензол (349)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 0.22**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 0.22 · 0.1335 / 100 = 0.0002937**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 0.22 · 0.00534 / 100 = 0.000011748**

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 0.11**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 0.11 · 0.1335 / 100 = 0.00014685**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 0.11 · 0.00534 / 100 = 0.000005874**

Код	*Наименование ЗВ*	*Выброс г/с*	*Выброс т/год*
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.003869364	0.0967341
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.00143112	0.035778
0602	Бензол (64)	0.00001869	0.00046725
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000005874	0.00014685
0621	Метилбензол (349)	0.000011748	0.0002937

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: №0002 Резервуар сбора нефти (РВС №2), 1000м3
Источник выделения: №0002, дыхательный клапан
Список литературы:
1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих
веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п 5.
Вид выброса, ***VV*** **= Выбросы паров нефти и бензинов**
Нефтепродукт, ***NPNAME*** **= Сырая нефть**
Минимальная температура смеси, гр.С, ***TMIN*** **= -30**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** **= 0.09**
KTMIN **= 0.09**
Максимальная температура смеси, гр.С, ***TMAX*** **= 26**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** **= 0.67**
KTMAX **= 0.67**
Режим эксплуатации, ***_NAME_*** **= "буферная емкость" (все типы резервуаров)**
Конструкция резервуаров, ***_NAME_*** **= Наземный вертикальный**
Объем одного резервуара данного типа, м3, ***VI*** **= 1000**
Количество резервуаров данного типа, ***NR*** **= 1**
Количество групп одноцелевых резервуаров, ***KNR*** **= 1**
Категория веществ, ***_NAME_*** **= А, Б, В**
Значение Kpsr (Прил.8), ***KPSR*** **= 0.1**
Значение Kpmax (Прил.8), ***KPM*** **= 0.1**
Коэффициент , ***KPSR*** **= 0.1**
Коэффициент, ***KPMAX*** **= 0.1**
Общий объем резервуаров, м3, ***V*** **= 1000**
Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, ***B*** **= 106700**
Плотность смеси, т/м3, ***RO*** **= 0.8570**
Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), ***NN = B / (RO · V)*** **= 106700 / (0.857 · 1000) = 124.5**
Коэффициент (Прил. 10), ***KOB*** **= 1.35**
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой
из резервуара во время его закачки, м3/час, ***VCMAX*** **= 13.7537**
Давление паров смеси, мм.рт.ст., ***PS*** **= 2.4752**
, ***P*** **= 2.4752**
Коэффициент, ***KB*** **= 1**
Температура начала кипения смеси, гр.С, ***TKIP*** **= 164.2721**
Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, ***MRS = 0.6 · TKIP + 45*** **= 0.6 · 164.2721 + 45 = 143.6**

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), ***M = 0.294 · PS · MRS · (KTMAX · KB + KTMIN) · KPSR · KOB · B / (10^7 · RO)*** **= 0.294 · 2.4752 · 143.6 · (0.67 · 1 + 0.09) · 0.1 · 1.35 · 106700 / (10^7 · 0.857) = 0.1335**
Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), ***G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX) / 10^4*** **= (0.163 · 2.4752 · 143.6 · 0.67 · 0.1 · 1 · 13.7537) / 10^4 = 0.00534**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 72.46**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 72.46 · 0.1335 / 100 = 0.0967341**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 72.46 · 0.00534 / 100 = 0.003869364**

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 26.8**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 26.8 · 0.1335 / 100 = 0.0357780**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 26.8 · 0.00534 / 100 = 0.00143112**

Примесь: 0602 Бензол (64)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 0.35**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 0.35 · 0.1335 / 100 = 0.00046725**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 0.35 · 0.00534 / 100 = 0.00001869**

Примесь: 0621 Метилбензол (349)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 0.22**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 0.22 · 0.1335 / 100 = 0.0002937**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 0.22 · 0.00534 / 100 = 0.000011748**

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 0.11**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 0.11 · 0.1335 / 100 = 0.00014685**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 0.11 · 0.00534 / 100 = 0.000005874**

Код	***Наименование ЗВ***	***Выброс г/с***	***Выброс т/год***
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.003869364	0.0967341
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.00143112	0.035778
0602	Бензол (64)	0.00001869	0.00046725
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000005874	0.00014685
0621	Метилбензол (349)	0.000011748	0.0002937

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: №0003 Технологический резервуар нефти (РВС №3), 1000м3
Источник выделения: №0003, дыхательный клапан
Список литературы:
1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих
веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п 5.
Вид выброса, ***VV*** **= Выбросы паров нефти и бензинов**
Нефтепродукт, ***NPNAME*** **= Сырая нефть**
Минимальная температура смеси, гр.С, ***TMIN*** **= -30**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** **= 0.09**
KTMIN **= 0.09**
Максимальная температура смеси, гр.С, ***TMAX*** **= 26**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** **= 0.67**
KTMAX **= 0.67**
Режим эксплуатации, ***_NAME_*** **= "буферная емкость" (все типы резервуаров)**
Конструкция резервуаров, ***_NAME_*** **= Наземный вертикальный**
Объем одного резервуара данного типа, м3, ***VI*** **= 1000**
Количество резервуаров данного типа, ***NR*** **= 1**
Количество групп одноцелевых резервуаров, ***KNR*** **= 1**
Категория веществ, ***_NAME_*** **= А, Б, В**
Значение Kpsr (Прил.8), ***KPSR*** **= 0.1**
Значение Kpmax (Прил.8), ***KPM*** **= 0.1**
Коэффициент , ***KPSR*** **= 0.1**

Коэффициент, ***KPMAX*** = **0.1**
Общий объем резервуаров, м3, ***V*** = **1000**
Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, ***B*** = **106700**
Плотность смеси, т/м3, ***RO*** = **0.8570**
Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), ***NN = B / (RO · V)*** = **106700 / (0.857 · 1000) = 124.5**
Коэффициент (Прил. 10), ***KOB*** = **1.35**
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой
из резервуара во время его закачки, м3/час, ***VCMAX*** = **13.7537**
Давление паров смеси, мм.рт.ст., ***PS*** = **2.4752**
, ***P*** = **2.4752**
Коэффициент, ***KB*** = **1**
Температура начала кипения смеси, гр.С, ***TKIP*** = **164.2721**
Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, ***MRS = 0.6 · TKIP + 45*** = **0.6 · 164.2721 + 45 = 143.6**
Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), ***M = 0.294 · PS · MRS · (KTMAX · KB + KTMIN) · KPSR · KOB · B / (10^7 · RO)*** = **0.294 · 2.4752 · 143.6 · (0.67 · 1 + 0.09) · 0.1 · 1.35 · 106700 / (10^7 · 0.857) = 0.1335**
Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), ***G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX) / 10^4*** = **(0.163 · 2.4752 · 143.6 · 0.67 · 0.1 · 1 · 13.7537) / 10^4 = 0.00534**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **72.46**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **72.46 · 0.1335 / 100 = 0.0967341**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **72.46 · 0.00534 / 100 = 0.003869364**

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **26.8**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **26.8 · 0.1335 / 100 = 0.0357780**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **26.8 · 0.00534 / 100 = 0.00143112**

Примесь: 0602 Бензол (64)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **0.35**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **0.35 · 0.1335 / 100 = 0.00046725**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **0.35 · 0.00534 / 100 = 0.00001869**

Примесь: 0621 Метилбензол (349)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **0.22**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **0.22 · 0.1335 / 100 = 0.0002937**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **0.22 · 0.00534 / 100 = 0.000011748**

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **0.11**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **0.11 · 0.1335 / 100 = 0.00014685**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **0.11 · 0.00534 / 100 = 0.000005874**

Код	***Наименование ЗВ***	***Выброс г/с***	***Выброс т/год***
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.003869364	0.0967341
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.00143112	0.035778
0602	Бензол (64)	0.00001869	0.00046725
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000005874	0.00014685
0621	Метилбензол (349)	0.000011748	0.0002937

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: №0004 Технологический резервуар нефти (РВС №4), 2000м3
Источник выделения: №0004, дыхательный клапан
Список литературы:
1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих
веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п 5.
Вид выброса, ***VV*** = **Выбросы паров нефти и бензинов**
Нефтепродукт, ***NPNAME*** = **Сырая нефть**
Минимальная температура смеси, гр.С, ***TMIN*** = **-30**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** = **0.09**

KTMIN **= 0.09**
Максимальная температура смеси, гр.С, ***TMAX*** **= 26**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** **= 0.67**
KTMAX **= 0.67**
Режим эксплуатации, ***_NAME_*** **= "буферная емкость" (все типы резервуаров)**
Конструкция резервуаров, ***_NAME_*** **= Наземный вертикальный**
Объем одного резервуара данного типа, м3, ***VI*** **= 2000**
Количество резервуаров данного типа, ***NR*** **= 1**
Количество групп одноцелевых резервуаров, ***KNR*** **= 1**
Категория веществ, ***_NAME_*** **= А, Б, В**
Значение Kpsr (Прил.8), ***KPSR*** **= 0.1**
Значение Kpmax (Прил.8), ***KPM*** **= 0.1**
Коэффициент , ***KPSR*** **= 0.1**
Коэффициент, ***KPMAX*** **= 0.1**
Общий объем резервуаров, м3, ***V*** **= 2000**
Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, ***B*** **= 106700**
Плотность смеси, т/м3, ***RO*** **= 0.8570**
Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), ***NN = B / (RO · V)*** **= 106700 / (0.857 · 2000) = 62.3**
Коэффициент (Прил. 10), ***KOB*** **= 1.72**
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой
из резервуара во время его закачки, м3/час, ***VCMAX*** **= 13.7537**
Давление паров смеси, мм.рт.ст., ***PS*** **= 2.4752**
, ***P*** **= 2.4752**
Коэффициент, ***KB*** **= 1**
Температура начала кипения смеси, гр.С, ***TKIP*** **= 164.2721**
Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, ***MRS = 0.6 · TKIP + 45*** **= 0.6 · 164.2721 + 45 = 143.6**
Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), ***M = 0.294 · PS · MRS · (KTMAX · KB + KTMIN) · KPSR · KOB · B / (10^7 · RO)*** **= 0.294 · 2.4752 · 143.6 · (0.67 · 1 + 0.09) · 0.1 · 1.72 · 106700 / (10^7 · 0.857) = 0.17**
Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), ***G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX) / 10^4*** **= (0.163 · 2.4752 · 143.6 · 0.67 · 0.1 · 1 · 13.7537) / 10^4 = 0.00534**

<u>Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)</u>
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 72.46**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 72.46 · 0.17 / 100 = 0.1231820**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 72.46 · 0.00534 / 100 = 0.003869364**

<u>Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)</u>
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 26.8**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 26.8 · 0.17 / 100 = 0.0455600**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 26.8 · 0.00534 / 100 = 0.00143112**

<u>Примесь: 0602 Бензол (64)</u>
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 0.35**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 0.35 · 0.17 / 100 = 0.0005950**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 0.35 · 0.00534 / 100 = 0.00001869**

<u>Примесь: 0621 Метилбензол (349)</u>
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 0.22**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 0.22 · 0.17 / 100 = 0.0003740**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 0.22 · 0.00534 / 100 = 0.000011748**

<u>Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)</u>
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 0.11**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 0.11 · 0.17 / 100 = 0.0001870**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 0.11 · 0.00534 / 100 = 0.000005874**

Код	***Наименование ЗВ***	***Выброс г/с***	***Выброс т/год***
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.003869364	0.123182
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.00143112	0.04556
0602	Бензол (64)	0.00001869	0.000595
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000005874	0.000187
0621	Метилбензол (349)	0.000011748	0.000374

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: № 0005 Резервуар хранения нефти (РВС №5), 1000м3
Источник выделения: №0005, дыхательный клапан
Список литературы:
1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п 5.
Вид выброса, ***VV*** = **Выбросы паров нефти и бензинов**
Нефтепродукт, ***NPNAME*** = **Сырая нефть**
Минимальная температура смеси, гр.С, ***TMIN*** = **-30**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** = **0.09**
KTMIN = **0.09**
Максимальная температура смеси, гр.С, ***TMAX*** = **26**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** = **0.67**
KTMAX = **0.67**
Режим эксплуатации, ***_NAME_*** = **"буферная емкость" (все типы резервуаров)**
Конструкция резервуаров, ***_NAME_*** = **Наземный вертикальный**
Объем одного резервуара данного типа, м3, ***VI*** = **1000**
Количество резервуаров данного типа, ***NR*** = **1**
Количество групп одноцелевых резервуаров, ***KNR*** = **1**
Категория веществ, ***_NAME_*** = **А, Б, В**
Значение Kpsr (Прил.8), ***KPSR*** = **0.1**
Значение Kpmax (Прил.8), ***KPM*** = **0.1**
Коэффициент , ***KPSR*** = **0.1**
Коэффициент, ***KPMAX*** = **0.1**
Общий объем резервуаров, м3, ***V*** = **1000**
Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, ***B*** = **106700**
Плотность смеси, т/м3, ***RO*** = **0.8570**
Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), ***NN = B / (RO · V)*** = **106700 / (0.857 · 1000) = 124.5**
Коэффициент (Прил. 10), ***KOB*** = **1.35**
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки, м3/час, ***VCMAX*** = **13.7537**
Давление паров смеси, мм.рт.ст., ***PS*** = **2.4752**
, ***P*** = **2.4752**
Коэффициент, ***KB*** = **1**
Температура начала кипения смеси, гр.С, ***TKIP*** = **164.2721**
Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, ***MRS = 0.6 · TKIP + 45*** = **0.6 · 164.2721 + 45 = 143.6**
Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), ***M = 0.294 · PS · MRS · (KTMAX · KB + KTMIN) · KPSR · KOB · B / (10^7 · RO)*** = **0.294 · 2.4752 · 143.6 · (0.67 · 1 + 0.09) · 0.1 · 1.35 · 106700 / (10^7 · 0.857) = 0.1335**
Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), ***G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX) / 10^4*** = **(0.163 · 2.4752 · 143.6 · 0.67 · 0.1 · 1 · 13.7537) / 10^4 = 0.00534**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **72.46**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **72.46 · 0.1335 / 100 = 0.0967341**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **72.46 · 0.00534 / 100 = 0.003869364**

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **26.8**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **26.8 · 0.1335 / 100 = 0.0357780**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **26.8 · 0.00534 / 100 = 0.00143112**

Примесь: 0602 Бензол (64)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **0.35**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **0.35 · 0.1335 / 100 = 0.00046725**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **0.35 · 0.00534 / 100 = 0.00001869**

Примесь: 0621 Метилбензол (349)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **0.22**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **0.22 · 0.1335 / 100 = 0.0002937**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **0.22 · 0.00534 / 100 = 0.000011748**

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI* = 0.11**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100* = 0.11 · 0.1335 / 100 = 0.00014685**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100* = 0.11 · 0.00534 / 100 = 0.000005874**

Код	*Наименование ЗВ*	*Выброс г/с*	*Выброс т/год*
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.003869364	0.0967341
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.00143112	0.035778
0602	Бензол (64)	0.00001869	0.00046725
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000005874	0.00014685

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: №6001 Площадка 123-х скважин
Источник выделения: №6001, ЗРА и ФС
Список литературы:
1. "Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов" от 29 июля 2011 года № 196-п;
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
3. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: **Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)**
Наименование технологического потока: Поток №8
Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), ***Q* = 0.012996**
Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), ***X* = 0.365**
Общее количество данного оборудования, шт., ***N* = 369**
Среднее время работы данного оборудования, час/год, ***_T_* = 8760**
Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), ***G = X · Q · N* = 0.365 · 0.012996 · 369 = 1.75**
Суммарная утечка всех компонентов, г/с, ***G = G / 3.6* = 1.75 / 3.6 = 0.486**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C* = 72.46**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_ = G · C / 100* = 0.486 · 72.46 / 100 = 0.3521556**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / 10^6* = 0.3521556 · 8760 · 3600 / 10^6 = 11.1055790016**

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C* = 26.8**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_ = G · C / 100* = 0.486 · 26.8 / 100 = 0.130248**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / 10^6* = 0.130248 · 8760 · 3600 / 10^6 = 4.107500928**

Примесь: 0602 Бензол (64)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C* = 0.35**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_ = G · C / 100* = 0.486 · 0.35 / 100 = 0.001701**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / 10^6* = 0.001701 · 8760 · 3600 / 10^6 = 0.053642736**

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C* = 0.11**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_ = G · C / 100* = 0.486 · 0.11 / 100 = 0.0005346**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / 10^6* = 0.0005346 · 8760 · 3600 / 10^6 = 0.0168591456**

Примесь: 0621 Метилбензол (349)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C* = 0.22**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_ = G · C / 100* = 0.486 · 0.22 / 100 = 0.0010692**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / 10^6* = 0.0010692 · 8760 · 3600 / 10^6 = 0.0337182912**

Наименование оборудования: **Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)**
Наименование технологического потока: Поток №8
Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), ***Q* = 0.000396**
Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), ***X* = 0.05**
Общее количество данного оборудования, шт., ***N* = 1107**

Среднее время работы данного оборудования, час/год, ***_T_*** **= 8760**
Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), ***G = X · Q · N*** **= 0.05 · 0.000396 · 1107 = 0.0219**
Суммарная утечка всех компонентов, г/с, ***G = G / 3.6*** **= 0.0219 / 3.6 = 0.00608**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** **= 72.46**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_ = G · C / 100*** **= 0.00608 · 72.46 / 100 = 0.004405568**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / 10^6*** **= 0.004405568 · 8760 · 3600 / 10^6 = 0.13893399245**

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** **= 26.8**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_ = G · C / 100*** **= 0.00608 · 26.8 / 100 = 0.00162944**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / 10^6*** **= 0.00162944 · 8760 · 3600 / 10^6 = 0.05138601984**

Примесь: 0602 Бензол (64)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** **= 0.35**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_ = G · C / 100*** **= 0.00608 · 0.35 / 100 = 0.00002128**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / 10^6*** **= 0.00002128 · 8760 · 3600 / 10^6 = 0.00067108608**

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** **= 0.11**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_ = G · C / 100*** **= 0.00608 · 0.11 / 100 = 0.000006688**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / 10^6*** **= 0.000006688 · 8760 · 3600 / 10^6 = 0.00021091277**

Примесь: 0621 Метилбензол (349)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** **= 0.22**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_ = G · C / 100*** **= 0.00608 · 0.22 / 100 = 0.000013376**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / 10^6*** **= 0.000013376 · 8760 · 3600 / 10^6 = 0.00042182554**

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	***Технологич. поток***	***Общее кол-во, шт.***	***Время работы, ч/г***
Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	369	8760
Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	1107	8760

Итоговая таблица:

Код	***Наименование ЗВ***	***Выброс г/с***	***Выброс т/год***
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000003648	0.00011504333
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.3521556	22.4890259881
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.130248	8.31777389568
0602	Бензол (64)	0.001701	0.10862764416
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0005346	0.03414011674
0621	Метилбензол (349)	0.0010692	0.06828023348

2027 год

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: №0001 Технологический резервуар нефти (РВС №1), 1000м3
Источник выделения: №0001, дыхательный клапан
Список литературы:
1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих
веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п 5.
Вид выброса, ***VV*** **= Выбросы паров нефти и бензинов**
Нефтепродукт, ***NPNAME*** **= Сырая нефть**
Минимальная температура смеси, гр.С, ***TMIN*** **= -30**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** **= 0.09**
KTMIN **= 0.09**
Максимальная температура смеси, гр.С, ***TMAX*** **= 26**

Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** **= 0.67**
KTMAX **= 0.67**
Режим эксплуатации, ***_NAME_*** **= "буферная емкость" (все типы резервуаров)**
Конструкция резервуаров, ***_NAME_*** **= Наземный вертикальный**
Объем одного резервуара данного типа, м3, ***VI*** **= 1000**
Количество резервуаров данного типа, ***NR*** **= 1**
Количество групп одноцелевых резервуаров, ***KNR*** **= 1**
Категория веществ, ***_NAME_*** **= А, Б, В**
Значение Kpsr (Прил.8), ***KPSR*** **= 0.1**
Значение Kpmax (Прил.8), ***KPM*** **= 0.1**
Коэффициент , ***KPSR*** **= 0.1**
Коэффициент, ***KPMAX*** **= 0.1**
Общий объем резервуаров, м3, ***V*** **= 1000**
Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, ***B*** **= 98450**
Плотность смеси, т/м3, ***RO*** **= 0.8570**
Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), ***NN = B / (RO · V)*** **= 98450 / (0.857 · 1000) = 114.9**
Коэффициент (Прил. 10), ***KOB*** **= 1.35**
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой
из резервуара во время его закачки, м3/час, ***VCMAX*** **= 12.5578**
Давление паров смеси, мм.рт.ст., ***PS*** **= 2.4752**
, ***P*** **= 2.4752**
Коэффициент, ***KB*** **= 1**
Температура начала кипения смеси, гр.С, ***TKIP*** **= 164.2721**
Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, ***MRS = 0.6 · TKIP + 45*** **= 0.6 · 164.2721 + 45 = 143.6**
Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), ***M = 0.294 · PS · MRS · (KTMAX · KB + KTMIN) · KPSR · KOB · B / (10^7 · RO)*** **= 0.294 · 2.4752 · 143.6 · (0.67 · 1 + 0.09) · 0.1 · 1.35 · 98450 / (10^7 · 0.857) = 0.1232**
Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), ***G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX) / 10^4*** **= (0.163 · 2.4752 · 143.6 · 0.67 · 0.1 · 1 · 12.5578) / 10^4 = 0.00487**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 72.46**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 72.46 · 0.1232 / 100 = 0.08927072**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 72.46 · 0.00487 / 100 = 0.003528802**

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 26.8**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 26.8 · 0.1232 / 100 = 0.0330176**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 26.8 · 0.00487 / 100 = 0.00130516**

Примесь: 0602 Бензол (64)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 0.35**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 0.35 · 0.1232 / 100 = 0.0004312**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 0.35 · 0.00487 / 100 = 0.000017045**

Примесь: 0621 Метилбензол (349)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 0.22**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 0.22 · 0.1232 / 100 = 0.00027104**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 0.22 · 0.00487 / 100 = 0.000010714**

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 0.11**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 0.11 · 0.1232 / 100 = 0.00013552**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 0.11 · 0.00487 / 100 = 0.000005357**

Код	***Наименование ЗВ***	***Выброс г/с***	***Выброс т/год***
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.003528802	0.08927072
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.00130516	0.0330176
0602	Бензол (64)	0.000017045	0.0004312
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000005357	0.00013552
0621	Метилбензол (349)	0.000010714	0.00027104

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: №0002 Резервуар сбора нефти (РВС №2), 1000м3
Источник выделения: №0002, дыхательный клапан
Список литературы:
1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п 5.
Вид выброса, ***VV*** = **Выбросы паров нефти и бензинов**
Нефтепродукт, ***NPNAME*** = **Сырая нефть**
Минимальная температура смеси, гр.С, ***TMIN*** = **-30**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** = **0.09**
KTMIN = **0.09**
Максимальная температура смеси, гр.С, ***TMAX*** = **26**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** = **0.67**
KTMAX = **0.67**
Режим эксплуатации, ***_NAME_*** = **"буферная емкость" (все типы резервуаров)**
Конструкция резервуаров, ***_NAME_*** = **Наземный вертикальный**
Объем одного резервуара данного типа, м3, ***VI*** = **1000**
Количество резервуаров данного типа, ***NR*** = **1**
Количество групп одноцелевых резервуаров, ***KNR*** = **1**
Категория веществ, ***_NAME_*** = **А, Б, В**
Значение Kpsr (Прил.8), ***KPSR*** = **0.1**
Значение Kpmax (Прил.8), ***KPM*** = **0.1**
Коэффициент , ***KPSR*** = **0.1**
Коэффициент, ***KPMAX*** = **0.1**
Общий объем резервуаров, м3, ***V*** = **1000**
Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, ***B*** = **98450**
Плотность смеси, т/м3, ***RO*** = **0.8570**
Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), ***NN = B / (RO · V)*** = **98450 / (0.857 · 1000) = 114.9**
Коэффициент (Прил. 10), ***KOB*** = **1.35**
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки, м3/час, ***VCMAX*** = **12.5578**
Давление паров смеси, мм.рт.ст., ***PS*** = **2.4752**
, ***P*** = **2.4752**
Коэффициент, ***KB*** = **1**
Температура начала кипения смеси, гр.С, ***TKIP*** = **164.2721**
Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, ***MRS = 0.6 · TKIP + 45*** = **0.6 · 164.2721 + 45 = 143.6**
Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), ***M = 0.294 · PS · MRS · (KTMAX · KB + KTMIN) · KPSR · KOB · B / (10^7 · RO)*** = **0.294 · 2.4752 · 143.6 · (0.67 · 1 + 0.09) · 0.1 · 1.35 · 98450 / (10^7 · 0.857) = 0.1232**
Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), ***G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX) / 10^4*** = **(0.163 · 2.4752 · 143.6 · 0.67 · 0.1 · 1 · 12.5578) / 10^4 = 0.00487**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **72.46**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **72.46 · 0.1232 / 100 = 0.08927072**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **72.46 · 0.00487 / 100 = 0.003528802**

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **26.8**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **26.8 · 0.1232 / 100 = 0.0330176**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **26.8 · 0.00487 / 100 = 0.00130516**

Примесь: 0602 Бензол (64)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **0.35**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **0.35 · 0.1232 / 100 = 0.0004312**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **0.35 · 0.00487 / 100 = 0.000017045**

Примесь: 0621 Метилбензол (349)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **0.22**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **0.22 · 0.1232 / 100 = 0.00027104**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **0.22 · 0.00487 / 100 = 0.000010714**

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 0.11**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_*** **=** ***CI · M / 100*** **= 0.11 · 0.1232 / 100 = 0.00013552**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_*** **=** ***CI · G / 100*** **= 0.11 · 0.00487 / 100 = 0.000005357**

Код	*Наименование ЗВ*	*Выброс г/с*	*Выброс т/год*
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.003528802	0.08927072
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.00130516	0.0330176
0602	Бензол (64)	0.000017045	0.0004312
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000005357	0.00013552
0621	Метилбензол (349)	0.000010714	0.00027104

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: №0003 Технологический резервуар нефти (РВС №3), 1000м3
Источник выделения: №0003, дыхательный клапан
Список литературы:
1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих
веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п 5.
Вид выброса, ***VV*** **= Выбросы паров нефти и бензинов**
Нефтепродукт, ***NPNAME*** **= Сырая нефть**
Минимальная температура смеси, гр.С, ***TMIN*** **= -30**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** **= 0.09**
KTMIN **= 0.09**
Максимальная температура смеси, гр.С, ***TMAX*** **= 26**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** **= 0.67**
KTMAX **= 0.67**
Режим эксплуатации, ***_NAME_*** **= "буферная емкость" (все типы резервуаров)**
Конструкция резервуаров, ***_NAME_*** **= Наземный вертикальный**
Объем одного резервуара данного типа, м3, ***VI*** **= 1000**
Количество резервуаров данного типа, ***NR*** **= 1**
Количество групп одноцелевых резервуаров, ***KNR*** **= 1**
Категория веществ, ***_NAME_*** **= А, Б, В**
Значение Kpsr (Прил.8), ***KPSR*** **= 0.1**
Значение Kpmax (Прил.8), ***KPM*** **= 0.1**
Коэффициент , ***KPSR*** **= 0.1**
Коэффициент, ***KPMAX*** **= 0.1**
Общий объем резервуаров, м3, ***V*** **= 1000**
Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, ***B*** **= 98450**
Плотность смеси, т/м3, ***RO*** **= 0.8570**
Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), ***NN*** **=** ***B / (RO · V)*** **= 98450 / (0.857 · 1000) = 114.9**
Коэффициент (Прил. 10), ***KOB*** **= 1.35**
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой
из резервуара во время его закачки, м3/час, ***VCMAX*** **= 12.5578**
Давление паров смеси, мм.рт.ст., ***PS*** **= 2.4752**
, ***P*** **= 2.4752**
Коэффициент, ***KB*** **= 1**
Температура начала кипения смеси, гр.С, ***TKIP*** **= 164.2721**
Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, ***MRS*** **=** ***0.6 · TKIP + 45*** **= 0.6 · 164.2721 + 45 = 143.6**
Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), ***M = 0.294 · PS · MRS · (KTMAX · KB + KTMIN) · KPSR · KOB · B / (10^7 · RO)*** **= 0.294 · 2.4752 · 143.6 · (0.67 · 1 + 0.09) · 0.1 · 1.35 · 98450 / (10^7 · 0.857) = 0.1232**
Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), ***G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX) / 10^4*** **= (0.163 · 2.4752 · 143.6 · 0.67 · 0.1 · 1 · 12.5578) / 10^4 = 0.00487**

<u>Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)</u>
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 72.46**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_*** **=** ***CI · M / 100*** **= 72.46 · 0.1232 / 100 = 0.08927072**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_*** **=** ***CI · G / 100*** **= 72.46 · 0.00487 / 100 = 0.003528802**

<u>Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)</u>
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 26.8**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_*** **=** ***CI · M / 100*** **= 26.8 · 0.1232 / 100 = 0.0330176**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 26.8 · 0.00487 / 100 = 0.00130516**

Примесь: 0602 Бензол (64)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 0.35**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 0.35 · 0.1232 / 100 = 0.0004312**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 0.35 · 0.00487 / 100 = 0.000017045**

Примесь: 0621 Метилбензол (349)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 0.22**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 0.22 · 0.1232 / 100 = 0.00027104**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 0.22 · 0.00487 / 100 = 0.000010714**

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 0.11**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 0.11 · 0.1232 / 100 = 0.00013552**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 0.11 · 0.00487 / 100 = 0.000005357**

Код	***Наименование ЗВ***	***Выброс г/с***	***Выброс т/год***
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.003528802	0.08927072
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.00130516	0.0330176
0602	Бензол (64)	0.000017045	0.0004312
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000005357	0.00013552
0621	Метилбензол (349)	0.000010714	0.00027104

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: №0004 Технологический резервуар нефти (РВС №4), 2000м3
Источник выделения: №0004, дыхательный клапан
Список литературы:
1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих
веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п 5.
Вид выброса, ***VV*** **= Выбросы паров нефти и бензинов**
Нефтепродукт, ***NPNAME*** **= Сырая нефть**
Минимальная температура смеси, гр.С, ***TMIN*** **= -30**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** **= 0.09**
KTMIN **= 0.09**
Максимальная температура смеси, гр.С, ***TMAX*** **= 26**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** **= 0.67**
KTMAX **= 0.67**
Режим эксплуатации, ***_NAME_*** **= "буферная емкость" (все типы резервуаров)**
Конструкция резервуаров, ***_NAME_*** **= Наземный вертикальный**
Объем одного резервуара данного типа, м3, ***VI*** **= 2000**
Количество резервуаров данного типа, ***NR*** **= 1**
Количество групп одноцелевых резервуаров, ***KNR*** **= 1**
Категория веществ, ***_NAME_*** **= А, Б, В**
Значение Kpsr (Прил.8), ***KPSR*** **= 0.1**
Значение Kpmax (Прил.8), ***KPM*** **= 0.1**
Коэффициент , ***KPSR*** **= 0.1**
Коэффициент, ***KPMAX*** **= 0.1**
Общий объем резервуаров, м3, ***V*** **= 2000**
Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, ***B*** **= 98450**
Плотность смеси, т/м3, ***RO*** **= 0.8570**
Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), ***NN = B / (RO · V)*** **= 98450 / (0.857 · 2000) = 57.4**
Коэффициент (Прил. 10), ***KOB*** **= 1.783**
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой
из резервуара во время его закачки, м3/час, ***VCMAX*** **= 12.5578**
Давление паров смеси, мм.рт.ст., ***PS*** **= 2.4752**
, ***P*** **= 2.4752**
Коэффициент, ***KB*** **= 1**
Температура начала кипения смеси, гр.С, ***TKIP*** **= 164.2721**

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, ***MRS = 0.6 · TKIP + 45*** **= 0.6 · 164.2721 + 45 = 143.6**
Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), ***M = 0.294 · PS · MRS · (KTMAX · KB + KTMIN) · KPSR · KOB · B / (10^7 · RO)*** **= 0.294 · 2.4752 · 143.6 · (0.67 · 1 + 0.09) · 0.1 · 1.783 · 98450 / (10^7 · 0.857) = 0.1627**
Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), ***G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX) / 10^4*** **= (0.163 · 2.4752 · 143.6 · 0.67 · 0.1 · 1 · 12.5578) / 10^4 = 0.00487**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 72.46**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 72.46 · 0.1627 / 100 = 0.11789242**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 72.46 · 0.00487 / 100 = 0.003528802**

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 26.8**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 26.8 · 0.1627 / 100 = 0.0436036**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 26.8 · 0.00487 / 100 = 0.00130516**

Примесь: 0602 Бензол (64)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 0.35**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 0.35 · 0.1627 / 100 = 0.00056945**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 0.35 · 0.00487 / 100 = 0.000017045**

Примесь: 0621 Метилбензол (349)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 0.22**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 0.22 · 0.1627 / 100 = 0.00035794**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 0.22 · 0.00487 / 100 = 0.000010714**

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 0.11**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 0.11 · 0.1627 / 100 = 0.00017897**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 0.11 · 0.00487 / 100 = 0.000005357**

Код	*Наименование ЗВ*	*Выброс г/с*	*Выброс т/год*
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.003528802	0.11789242
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.00130516	0.0436036
0602	Бензол (64)	0.000017045	0.00056945
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000005357	0.00017897
0621	Метилбензол (349)	0.000010714	0.00035794

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: № 0005 Резервуар хранения нефти (РВС №5), 1000м3
Источник выделения: №0005, дыхательный клапан
Список литературы:
1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих
веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п 5.
Вид выброса, ***VV*** **= Выбросы паров нефти и бензинов**
Нефтепродукт, ***NPNAME*** **= Сырая нефть**
Минимальная температура смеси, гр.С, ***TMIN*** **= -30**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** **= 0.09**
KTMIN **= 0.09**
Максимальная температура смеси, гр.С, ***TMAX*** **= 26**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** **= 0.67**
KTMAX **= 0.67**
Режим эксплуатации, ***_NAME_*** **= "буферная емкость" (все типы резервуаров)**
Конструкция резервуаров, ***_NAME_*** **= Наземный вертикальный**
Объем одного резервуара данного типа, м3, ***VI*** **= 1000**
Количество резервуаров данного типа, ***NR*** **= 1**
Количество групп одноцелевых резервуаров, ***KNR*** **= 1**
Категория веществ, ***_NAME_*** **= А, Б, В**
Значение Kpsr (Прил.8), ***KPSR*** **= 0.1**

Значение Kpmax (Прил.8), ***KPM*** = **0.1**
Коэффициент, ***KPSR*** = **0.1**
Коэффициент, ***KPMAX*** = **0.1**
Общий объем резервуаров, м3, ***V*** = **1000**
Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, ***B*** = **98450**
Плотность смеси, т/м3, ***RO*** = **0.8570**
Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), ***NN = B / (RO · V)*** = **98450 / (0.857 · 1000) = 114.9**
Коэффициент (Прил. 10), ***KOB*** = **1.35**
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой
из резервуара во время его закачки, м3/час, ***VCMAX*** = **12.5578**
Давление паров смеси, мм.рт.ст., ***PS*** = **2.4752**
, ***P*** = **2.4752**
Коэффициент, ***KB*** = **1**
Температура начала кипения смеси, гр.С, ***TKIP*** = **164.2721**
Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, ***MRS = 0.6 · TKIP + 45*** = **0.6 · 164.2721 + 45 = 143.6**
Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), ***M = 0.294 · PS · MRS · (KTMAX · KB + KTMIN) · KPSR · KOB · B / (10^7 · RO)*** = **0.294 · 2.4752 · 143.6 · (0.67 · 1 + 0.09) · 0.1 · 1.35 · 98450 / (10^7 · 0.857) = 0.1232**
Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), ***G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX) / 10^4*** = **(0.163 · 2.4752 · 143.6 · 0.67 · 0.1 · 1 · 12.5578) / 10^4 = 0.00487**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **72.46**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **72.46 · 0.1232 / 100 = 0.08927072**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **72.46 · 0.00487 / 100 = 0.003528802**

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **26.8**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **26.8 · 0.1232 / 100 = 0.0330176**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **26.8 · 0.00487 / 100 = 0.00130516**

Примесь: 0602 Бензол (64)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **0.35**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **0.35 · 0.1232 / 100 = 0.0004312**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **0.35 · 0.00487 / 100 = 0.000017045**

Примесь: 0621 Метилбензол (349)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **0.22**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **0.22 · 0.1232 / 100 = 0.00027104**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **0.22 · 0.00487 / 100 = 0.000010714**

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **0.11**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **0.11 · 0.1232 / 100 = 0.00013552**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **0.11 · 0.00487 / 100 = 0.000005357**

Код	***Наименование ЗВ***	***Выброс г/с***	***Выброс т/год***
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.003528802	0.08927072
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.00130516	0.0330176
0602	Бензол (64)	0.000017045	0.0004312
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000005357	0.00013552
0621	Метилбензол (349)	0.000010714	0.00027104

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: №6001 Площадка 123-х скважин
Источник выделения: №6001, ЗРА и ФС
Список литературы:
1. "Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов" от 29 июля 2011 года № 196-п;
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005

3. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: **Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)**
Наименование технологического потока: Поток №8
Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), Q = **0.012996**
Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), X = **0.365**
Общее количество данного оборудования, шт., N = **369**
Среднее время работы данного оборудования, час/год, $_T_$ = **8760**
Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N$ = **0.365 · 0.012996 · 369 = 1.75**
Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6$ = **1.75 / 3.6 = 0.486**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, C = **72.46**
Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100$ = **0.486 · 72.46 / 100 = 0.3521556**
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6$ = **0.3521556 · 8760 · 3600 / 10^6 = 11.1055790016**

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, C = **26.8**
Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100$ = **0.486 · 26.8 / 100 = 0.130248**
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6$ = **0.130248 · 8760 · 3600 / 10^6 = 4.107500928**

Примесь: 0602 Бензол (64)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, C = **0.35**
Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100$ = **0.486 · 0.35 / 100 = 0.001701**
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6$ = **0.001701 · 8760 · 3600 / 10^6 = 0.053642736**

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, C = **0.11**
Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100$ = **0.486 · 0.11 / 100 = 0.0005346**
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6$ = **0.0005346 · 8760 · 3600 / 10^6 = 0.0168591456**

Примесь: 0621 Метилбензол (349)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, C = **0.22**
Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100$ = **0.486 · 0.22 / 100 = 0.0010692**
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6$ = **0.0010692 · 8760 · 3600 / 10^6 = 0.0337182912**

Наименование оборудования: **Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)**
Наименование технологического потока: Поток №8
Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), Q = **0.000396**
Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), X = **0.05**
Общее количество данного оборудования, шт., N = **1107**
Среднее время работы данного оборудования, час/год, $_T_$ = **8760**
Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N$ = **0.05 · 0.000396 · 1107 = 0.0219**
Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6$ = **0.0219 / 3.6 = 0.00608**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, C = **72.46**
Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100$ = **0.00608 · 72.46 / 100 = 0.004405568**
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6$ = **0.004405568 · 8760 · 3600 / 10^6 = 0.13893399245**

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, C = **26.8**
Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100$ = **0.00608 · 26.8 / 100 = 0.00162944**
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6$ = **0.00162944 · 8760 · 3600 / 10^6 = 0.05138601984**

Примесь: 0602 Бензол (64)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, C = **0.35**
Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100$ = **0.00608 · 0.35 / 100 = 0.00002128**
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6$ = **0.00002128 · 8760 · 3600 / 10^6 = 0.00067108608**

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, C = **0.11**

Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_ = G · C / 100*** **= 0.00608 · 0.11 / 100 = 0.000006688**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / 10⁶*** **= 0.000006688 · 8760 · 3600 / 10⁶ = 0.00021091277**

Примесь: 0621 Метилбензол (349)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** **= 0.22**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_ = G · C / 100*** **= 0.00608 · 0.22 / 100 = 0.000013376**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / 10⁶*** **= 0.000013376 · 8760 · 3600 / 10⁶ = 0.00042182554**

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	***Технологич. поток***	***Общее кол-во, шт.***	***Время работы, ч/г***
Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	369	8760
Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	1107	8760

Итоговая таблица:

Код	***Наименование ЗВ***	***Выброс г/с***	***Выброс т/год***
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000003648	0.00011504333
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.3521556	22.4890259881
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.130248	8.31777389568
0602	Бензол (64)	0.001701	0.10862764416
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0005346	0.03414011674
0621	Метилбензол (349)	0.0010692	0.06828023348

2028 год

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: №0001 Технологический резервуар нефти (РВС №1), 1000м3
Источник выделения: №0001, дыхательный клапан
Список литературы:
1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих
веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п 5.
Вид выброса, ***VV*** **= Выбросы паров нефти и бензинов**
Нефтепродукт, ***NPNAME*** **= Сырая нефть**
Минимальная температура смеси, гр.С, ***TMIN*** **= -30**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** **= 0.09**
KTMIN **= 0.09**
Максимальная температура смеси, гр.С, ***TMAX*** **= 26**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** **= 0.67**
KTMAX **= 0.67**
Режим эксплуатации, ***_NAME_*** **= "буферная емкость" (все типы резервуаров)**
Конструкция резервуаров, ***_NAME_*** **= Наземный вертикальный**
Объем одного резервуара данного типа, м3, ***VI*** **= 1000**
Количество резервуаров данного типа, ***NR*** **= 1**
Количество групп одноцелевых резервуаров, ***KNR*** **= 1**
Категория веществ, ***_NAME_*** **= А, Б, В**
Значение Kpsr (Прил.8), ***KPSR*** **= 0.1**
Значение Kpmax (Прил.8), ***KPM*** **= 0.1**
Коэффициент , ***KPSR*** **= 0.1**
Коэффициент, ***KPMAX*** **= 0.1**
Общий объем резервуаров, м3, ***V*** **= 1000**
Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, ***B*** **= 92400**
Плотность смеси, т/м3, ***RO*** **= 0.8570**
Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), ***NN = B / (RO · V)*** **= 92400 / (0.857 · 1000) = 107.8**
Коэффициент (Прил. 10), ***KOB*** **= 1.35**
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой
из резервуара во время его закачки, м3/час, ***VCMAX*** **= 11.9598**
Давление паров смеси, мм.рт.ст., ***PS*** **= 2.4752**

, ***P*** = **2.4752**
Коэффициент, ***KB*** = **1**
Температура начала кипения смеси, гр.С, ***TKIP*** = **164.2721**
Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, ***MRS = 0.6 · TKIP + 45*** = **0.6 · 164.2721 + 45 = 143.6**
Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), ***M = 0.294 · PS · MRS · (KTMAX · KB + KTMIN) · KPSR · KOB · B / (10^7 · RO)*** = **0.294 · 2.4752 · 143.6 · (0.67 · 1 + 0.09) · 0.1 · 1.35 · 92400 / (10^7 · 0.857) = 0.1156**
Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), ***G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX) / 10^4*** = **(0.163 · 2.4752 · 143.6 · 0.67 · 0.1 · 1 · 11.9598) / 10^4 = 0.00464**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **72.46**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **72.46 · 0.1156 / 100 = 0.08376376**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **72.46 · 0.00464 / 100 = 0.003362144**

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **26.8**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **26.8 · 0.1156 / 100 = 0.0309808**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **26.8 · 0.00464 / 100 = 0.00124352**

Примесь: 0602 Бензол (64)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **0.35**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **0.35 · 0.1156 / 100 = 0.0004046**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **0.35 · 0.00464 / 100 = 0.00001624**

Примесь: 0621 Метилбензол (349)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **0.22**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **0.22 · 0.1156 / 100 = 0.00025432**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **0.22 · 0.00464 / 100 = 0.000010208**

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **0.11**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **0.11 · 0.1156 / 100 = 0.00012716**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **0.11 · 0.00464 / 100 = 0.000005104**

Код	*Наименование ЗВ*	*Выброс г/с*	*Выброс т/год*
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.003362144	0.08376376
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.00124352	0.0309808
0602	Бензол (64)	0.00001624	0.0004046
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000005104	0.00012716
0621	Метилбензол (349)	0.000010208	0.00025432

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: №0002 Резервуар сбора нефти (РВС №2), 1000м3
Источник выделения: №0002, дыхательный клапан
Список литературы:
1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п 5.
Вид выброса, ***VV*** = **Выбросы паров нефти и бензинов**
Нефтепродукт, ***NPNAME*** = **Сырая нефть**
Минимальная температура смеси, гр.С, ***TMIN*** = **-30**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** = **0.09**
KTMIN = **0.09**
Максимальная температура смеси, гр.С, ***TMAX*** = **26**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** = **0.67**
KTMAX = **0.67**
Режим эксплуатации, ***_NAME_*** = **"буферная емкость" (все типы резервуаров)**
Конструкция резервуаров, ***_NAME_*** = **Наземный вертикальный**
Объем одного резервуара данного типа, м3, ***VI*** = **1000**
Количество резервуаров данного типа, ***NR*** = **1**
Количество групп одноцелевых резервуаров, ***KNR*** = **1**

Категория веществ, ***_NAME_*** = **А, Б, В**
Значение Kpsr (Прил.8), ***KPSR*** = **0.1**
Значение Kpmax (Прил.8), ***KPM*** = **0.1**
Коэффициент , ***KPSR*** = **0.1**
Коэффициент, ***KPMAX*** = **0.1**
Общий объем резервуаров, м3, ***V*** = **1000**
Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, ***B*** = **92400**
Плотность смеси, т/м3, ***RO*** = **0.8570**
Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), ***NN = B / (RO · V)*** = **92400 / (0.857 · 1000) = 107.8**
Коэффициент (Прил. 10), ***KOB*** = **1.35**
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой
из резервуара во время его закачки, м3/час, ***VCMAX*** = **11.9598**
Давление паров смеси, мм.рт.ст., ***PS*** = **2.4752**
, ***P*** = **2.4752**
Коэффициент, ***KB*** = **1**
Температура начала кипения смеси, гр.С, ***TKIP*** = **164.2721**
Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, ***MRS = 0.6 · TKIP + 45*** = **0.6 · 164.2721 + 45 = 143.6**
Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), ***M = 0.294 · PS · MRS · (KTMAX · KB + KTMIN) · KPSR · KOB · B / (10^7 · RO)*** = **0.294 · 2.4752 · 143.6 · (0.67 · 1 + 0.09) · 0.1 · 1.35 · 92400 / (10^7 · 0.857) = 0.1156**
Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), ***G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX) / 10^4*** = **(0.163 · 2.4752 · 143.6 · 0.67 · 0.1 · 1 · 11.9598) / 10^4 = 0.00464**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **72.46**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **72.46 · 0.1156 / 100 = 0.08376376**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **72.46 · 0.00464 / 100 = 0.003362144**

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **26.8**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **26.8 · 0.1156 / 100 = 0.0309808**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **26.8 · 0.00464 / 100 = 0.00124352**

Примесь: 0602 Бензол (64)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **0.35**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **0.35 · 0.1156 / 100 = 0.0004046**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **0.35 · 0.00464 / 100 = 0.00001624**

Примесь: 0621 Метилбензол (349)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **0.22**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **0.22 · 0.1156 / 100 = 0.00025432**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **0.22 · 0.00464 / 100 = 0.000010208**

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **0.11**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **0.11 · 0.1156 / 100 = 0.00012716**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **0.11 · 0.00464 / 100 = 0.000005104**

Код	***Наименование ЗВ***	***Выброс г/с***	***Выброс т/год***
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.003362144	0.08376376
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.00124352	0.0309808
0602	Бензол (64)	0.00001624	0.0004046
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000005104	0.00012716
0621	Метилбензол (349)	0.000010208	0.00025432

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: №0003 Технологический резервуар нефти (РВС №3), 1000м3
Источник выделения: №0003, дыхательный клапан
Список литературы:
1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих
веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п 5.

Вид выброса, ***VV*** = **Выбросы паров нефти и бензинов**
Нефтепродукт, ***NPNAME*** = **Сырая нефть**
Минимальная температура смеси, гр.С, ***TMIN*** = **-30**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** = **0.09**
KTMIN = **0.09**
Максимальная температура смеси, гр.С, ***TMAX*** = **26**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** = **0.67**
KTMAX = **0.67**
Режим эксплуатации, ***_NAME_*** = **"буферная емкость" (все типы резервуаров)**
Конструкция резервуаров, ***_NAME_*** = **Наземный вертикальный**
Объем одного резервуара данного типа, м3, ***VI*** = **1000**
Количество резервуаров данного типа, ***NR*** = **1**
Количество групп одноцелевых резервуаров, ***KNR*** = **1**
Категория веществ, ***_NAME_*** = **А, Б, В**
Значение Kpsr (Прил.8), ***KPSR*** = **0.1**
Значение Kpmax (Прил.8), ***KPM*** = **0.1**
Коэффициент , ***KPSR*** = **0.1**
Коэффициент, ***KPMAX*** = **0.1**
Общий объем резервуаров, м3, ***V*** = **1000**
Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, ***B*** = **92400**
Плотность смеси, т/м3, ***RO*** = **0.8570**
Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), ***NN = B / (RO · V)*** = **92400 / (0.857 · 1000) = 107.8**
Коэффициент (Прил. 10), ***KOB*** = **1.35**
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой
из резервуара во время его закачки, м3/час, ***VCMAX*** = **11.9598**
Давление паров смеси, мм.рт.ст., ***PS*** = **2.4752**
, ***P*** = **2.4752**
Коэффициент, ***KB*** = **1**
Температура начала кипения смеси, гр.С, ***TKIP*** = **164.2721**
Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, ***MRS = 0.6 · TKIP + 45*** = **0.6 · 164.2721 + 45 = 143.6**
Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), ***M = 0.294 · PS · MRS · (KTMAX · KB + KTMIN) · KPSR · KOB · B / (10^7 · RO)*** = **0.294 · 2.4752 · 143.6 · (0.67 · 1 + 0.09) · 0.1 · 1.35 · 92400 / (10^7 · 0.857) = 0.1156**
Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), ***G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX) / 10^4*** = **(0.163 · 2.4752 · 143.6 · 0.67 · 0.1 · 1 · 11.9598) / 10^4 = 0.00464**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **72.46**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **72.46 · 0.1156 / 100 = 0.08376376**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **72.46 · 0.00464 / 100 = 0.003362144**

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **26.8**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **26.8 · 0.1156 / 100 = 0.0309808**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **26.8 · 0.00464 / 100 = 0.00124352**

Примесь: 0602 Бензол (64)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **0.35**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **0.35 · 0.1156 / 100 = 0.0004046**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **0.35 · 0.00464 / 100 = 0.00001624**

Примесь: 0621 Метилбензол (349)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **0.22**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **0.22 · 0.1156 / 100 = 0.00025432**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **0.22 · 0.00464 / 100 = 0.000010208**

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **0.11**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **0.11 · 0.1156 / 100 = 0.00012716**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **0.11 · 0.00464 / 100 = 0.000005104**

Код	*Наименование ЗВ*	*Выброс г/с*	*Выброс т/год*
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.003362144	0.08376376
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.00124352	0.0309808

0602	Бензол (64)	0.00001624	0.0004046
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000005104	0.00012716
0621	Метилбензол (349)	0.000010208	0.00025432

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: №0004 Технологический резервуар нефти (РВС №4), 2000м3
Источник выделения: №0004, дыхательный клапан
Список литературы:
1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих
веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п 5.
Вид выброса, ***VV*** = **Выбросы паров нефти и бензинов**
Нефтепродукт, ***NPNAME*** = **Сырая нефть**
Минимальная температура смеси, гр.С, ***TMIN*** = **-30**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** = **0.09**
KTMIN = **0.09**
Максимальная температура смеси, гр.С, ***TMAX*** = **26**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** = **0.67**
KTMAX = **0.67**
Режим эксплуатации, ***_NAME_*** = **"буферная емкость" (все типы резервуаров)**
Конструкция резервуаров, ***_NAME_*** = **Наземный вертикальный**
Объем одного резервуара данного типа, м3, ***VI*** = **2000**
Количество резервуаров данного типа, ***NR*** = **1**
Количество групп одноцелевых резервуаров, ***KNR*** = **1**
Категория веществ, ***_NAME_*** = **А, Б, В**
Значение Kpsr (Прил.8), ***KPSR*** = **0.1**
Значение Kpmax (Прил.8), ***KPM*** = **0.1**
Коэффициент, ***KPSR*** = **0.1**
Коэффициент, ***KPMAX*** = **0.1**
Общий объем резервуаров, м3, ***V*** = **2000**
Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, ***B*** = **92400**
Плотность смеси, т/м3, ***RO*** = **0.8570**
Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), ***NN = B / (RO · V)*** = **92400 / (0.857 · 2000) = 53.9**
Коэффициент (Прил. 10), ***KOB*** = **1.826**
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой
из резервуара во время его закачки, м3/час, ***VCMAX*** = **11.9598**
Давление паров смеси, мм.рт.ст., ***PS*** = **2.4752**
, ***P*** = **2.4752**
Коэффициент, ***KB*** = **1**
Температура начала кипения смеси, гр.С, ***TKIP*** = **164.2721**
Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, ***MRS = 0.6 · TKIP + 45*** = **0.6 · 164.2721 + 45 = 143.6**
Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), ***M = 0.294 · PS · MRS · (KTMAX · KB + KTMIN) · KPSR · KOB · B / (10^7 · RO)*** = **0.294 · 2.4752 · 143.6 · (0.67 · 1 + 0.09) · 0.1 · 1.826 · 92400 / (10^7 · 0.857) = 0.1564**
Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), ***G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX) / 10^4*** = **(0.163 · 2.4752 · 143.6 · 0.67 · 0.1 · 1 · 11.9598) / 10^4 = 0.00464**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **72.46**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **72.46 · 0.1564 / 100 = 0.11332744**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **72.46 · 0.00464 / 100 = 0.003362144**

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **26.8**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **26.8 · 0.1564 / 100 = 0.0419152**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **26.8 · 0.00464 / 100 = 0.00124352**

Примесь: 0602 Бензол (64)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **0.35**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **0.35 · 0.1564 / 100 = 0.0005474**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **0.35 · 0.00464 / 100 = 0.00001624**

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 0.22**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_*** **=** ***CI · M / 100*** **= 0.22 · 0.1564 / 100 = 0.00034408**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_*** **=** ***CI · G / 100*** **= 0.22 · 0.00464 / 100 = 0.000010208**

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 0.11**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_*** **=** ***CI · M / 100*** **= 0.11 · 0.1564 / 100 = 0.00017204**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_*** **=** ***CI · G / 100*** **= 0.11 · 0.00464 / 100 = 0.000005104**

Код	*Наименование ЗВ*	*Выброс г/с*	*Выброс т/год*
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.003362144	0.11332744
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.00124352	0.0419152
0602	Бензол (64)	0.00001624	0.0005474
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000005104	0.00017204
0621	Метилбензол (349)	0.000010208	0.00034408

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: № 0005 Резервуар хранения нефти (РВС №5), 1000м3
Источник выделения: №0005, дыхательный клапан
Список литературы:
1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих
веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п 5.
Вид выброса, ***VV*** **= Выбросы паров нефти и бензинов**
Нефтепродукт, ***NPNAME*** **= Сырая нефть**
Минимальная температура смеси, гр.С, ***TMIN*** **= -30**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** **= 0.09**
KTMIN **= 0.09**
Максимальная температура смеси, гр.С, ***TMAX*** **= 26**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** **= 0.67**
KTMAX **= 0.67**
Режим эксплуатации, ***_NAME_*** **= "буферная емкость" (все типы резервуаров)**
Конструкция резервуаров, ***_NAME_*** **= Наземный вертикальный**
Объем одного резервуара данного типа, м3, ***VI*** **= 1000**
Количество резервуаров данного типа, ***NR*** **= 1**
Количество групп одноцелевых резервуаров, ***KNR*** **= 1**
Категория веществ, ***_NAME_*** **= А, Б, В**
Значение Kpsr (Прил.8), ***KPSR*** **= 0.1**
Значение Kpmax (Прил.8), ***KPM*** **= 0.1**
Коэффициент, ***KPSR*** **= 0.1**
Коэффициент, ***KPMAX*** **= 0.1**
Общий объем резервуаров, м3, ***V*** **= 1000**
Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, ***B*** **= 92400**
Плотность смеси, т/м3, ***RO*** **= 0.8570**
Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), ***NN*** **=** ***B / (RO · V)*** **= 92400 / (0.857 · 1000) = 107.8**
Коэффициент (Прил. 10), ***KOB*** **= 1.35**
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой
из резервуара во время его закачки, м3/час, ***VCMAX*** **= 11.9598**
Давление паров смеси, мм.рт.ст., ***PS*** **= 2.4752**
, ***P*** **= 2.4752**
Коэффициент, ***KB*** **= 1**
Температура начала кипения смеси, гр.С, ***TKIP*** **= 164.2721**
Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, ***MRS*** **=** ***0.6 · TKIP + 45*** **= 0.6 · 164.2721 + 45 = 143.6**
Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), ***M = 0.294 · PS · MRS · (KTMAX · KB + KTMIN) · KPSR · KOB · B / (10^7 · RO)*** **= 0.294 · 2.4752 · 143.6 · (0.67 · 1 + 0.09) · 0.1 · 1.35 · 92400 / (10^7 · 0.857) = 0.1156**
Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), ***G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX) / 10^4*** **= (0.163 · 2.4752 · 143.6 · 0.67 · 0.1 · 1 · 11.9598) / 10^4 = 0.00464**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 72.46**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_*** **=** ***CI · M / 100*** **= 72.46 · 0.1156 / 100 = 0.08376376**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 72.46 · 0.00464 / 100 = 0.003362144**

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 26.8**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 26.8 · 0.1156 / 100 = 0.0309808**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 26.8 · 0.00464 / 100 = 0.00124352**

Примесь: 0602 Бензол (64)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 0.35**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 0.35 · 0.1156 / 100 = 0.0004046**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 0.35 · 0.00464 / 100 = 0.00001624**

Примесь: 0621 Метилбензол (349)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 0.22**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 0.22 · 0.1156 / 100 = 0.00025432**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 0.22 · 0.00464 / 100 = 0.000010208**

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 0.11**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 0.11 · 0.1156 / 100 = 0.00012716**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 0.11 · 0.00464 / 100 = 0.000005104**

Код	*Наименование ЗВ*	*Выброс г/с*	*Выброс т/год*
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.003362144	0.08376376
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.00124352	0.0309808
0602	Бензол (64)	0.00001624	0.0004046
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000005104	0.00012716
0621	Метилбензол (349)	0.000010208	0.00025432

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: №6001 Площадка 123-х скважин
Источник выделения: №6001, ЗРА и ФС
Список литературы:
1. "Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов" от 29 июля 2011 года № 196-п;
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
3. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: **Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)**
Наименование технологического потока: Поток №8
Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), ***Q*** **= 0.012996**
Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), ***X*** **= 0.365**
Общее количество данного оборудования, шт., ***N*** **= 369**
Среднее время работы данного оборудования, час/год, ***_T_*** **= 8760**
Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), ***G = X · Q · N*** **= 0.365 · 0.012996 · 369 = 1.75**
Суммарная утечка всех компонентов, г/с, ***G = G / 3.6*** **= 1.75 / 3.6 = 0.486**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** **= 72.46**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_ = G · C / 100*** **= 0.486 · 72.46 / 100 = 0.3521556**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / 10^6*** **= 0.3521556 · 8760 · 3600 / 10^6 = 11.1055790016**

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** **= 26.8**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_ = G · C / 100*** **= 0.486 · 26.8 / 100 = 0.130248**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / 10^6*** **= 0.130248 · 8760 · 3600 / 10^6 = 4.107500928**

Примесь: 0602 Бензол (64)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** = **0.35**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_ = G · C / 100*** = **0.486 · 0.35 / 100 = 0.001701**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / 10⁶*** = **0.001701 · 8760 · 3600 / 10⁶ = 0.053642736**

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** = **0.11**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_ = G · C / 100*** = **0.486 · 0.11 / 100 = 0.0005346**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / 10⁶*** = **0.0005346 · 8760 · 3600 / 10⁶ = 0.0168591456**

Примесь: 0621 Метилбензол (349)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** = **0.22**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_ = G · C / 100*** = **0.486 · 0.22 / 100 = 0.0010692**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / 10⁶*** = **0.0010692 · 8760 · 3600 / 10⁶ = 0.0337182912**

Наименование оборудования: **Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)**
Наименование технологического потока: Поток №8
Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), ***Q*** = **0.000396**
Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), ***X*** = **0.05**
Общее количество данного оборудования, шт., ***N*** = **1107**
Среднее время работы данного оборудования, час/год, ***_T_*** = **8760**
Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), ***G = X · Q · N*** = **0.05 · 0.000396 · 1107 = 0.0219**
Суммарная утечка всех компонентов, г/с, ***G = G / 3.6*** = **0.0219 / 3.6 = 0.00608**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** = **72.46**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_ = G · C / 100*** = **0.00608 · 72.46 / 100 = 0.004405568**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / 10⁶*** = **0.004405568 · 8760 · 3600 / 10⁶ = 0.13893399245**

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** = **26.8**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_ = G · C / 100*** = **0.00608 · 26.8 / 100 = 0.00162944**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / 10⁶*** = **0.00162944 · 8760 · 3600 / 10⁶ = 0.05138601984**

Примесь: 0602 Бензол (64)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** = **0.35**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_ = G · C / 100*** = **0.00608 · 0.35 / 100 = 0.00002128**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / 10⁶*** = **0.00002128 · 8760 · 3600 / 10⁶ = 0.00067108608**

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** = **0.11**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_ = G · C / 100*** = **0.00608 · 0.11 / 100 = 0.000006688**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / 10⁶*** = **0.000006688 · 8760 · 3600 / 10⁶ = 0.00021091277**

Примесь: 0621 Метилбензол (349)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** = **0.22**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_ = G · C / 100*** = **0.00608 · 0.22 / 100 = 0.000013376**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / 10⁶*** = **0.000013376 · 8760 · 3600 / 10⁶ = 0.00042182554**

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	***Технологич. поток***	***Общее кол-во, шт.***	***Время работы, ч/г***
Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	369	8760
Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	1107	8760

Итоговая таблица:

Код	***Наименование ЗВ***	***Выброс г/с***	***Выброс т/год***
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000003648	0.00011504333
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.3521556	22.4890259881
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.130248	8.31777389568
0602	Бензол (64)	0.001701	0.10862764416
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0005346	0.03414011674
0621	Метилбензол (349)	0.0010692	0.06828023348

2029 год

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: №0001 Технологический резервуар нефти (РВС №1), 1000м3
Источник выделения: №0001, дыхательный клапан
Список литературы:
1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих
веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п 5.
Вид выброса, ***VV*** = **Выбросы паров нефти и бензинов**
Нефтепродукт, ***NPNAME*** = **Сырая нефть**
Минимальная температура смеси, гр.С, ***TMIN*** = **-30**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** = **0.09**
KTMIN = **0.09**
Максимальная температура смеси, гр.С, ***TMAX*** = **26**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** = **0.67**
KTMAX = **0.67**
Режим эксплуатации, ***_NAME_*** = **"буферная емкость" (все типы резервуаров)**
Конструкция резервуаров, ***_NAME_*** = **Наземный вертикальный**
Объем одного резервуара данного типа, м3, ***VI*** = **1000**
Количество резервуаров данного типа, ***NR*** = **1**
Количество групп одноцелевых резервуаров, ***KNR*** = **1**
Категория веществ, ***_NAME_*** = **А, Б, В**
Значение Kpsr (Прил.8), ***KPSR*** = **0.1**
Значение Kpmax (Прил.8), ***KPM*** = **0.1**
Коэффициент , ***KPSR*** = **0.1**
Коэффициент, ***KPMAX*** = **0.1**
Общий объем резервуаров, м3, ***V*** = **1000**
Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, ***B*** = **86790**
Плотность смеси, т/м3, ***RO*** = **0.8570**
Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), ***NN = B / (RO · V)*** = **86790 / (0.857 · 1000) = 101.3**
Коэффициент (Прил. 10), ***KOB*** = **1.35**
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой
из резервуара во время его закачки, м3/час, ***VCMAX*** = **11.3618**
Давление паров смеси, мм.рт.ст., ***PS*** = **2.4752**
, ***P*** = **2.4752**
Коэффициент, ***KB*** = **1**
Температура начала кипения смеси, гр.С, ***TKIP*** = **164.2721**
Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, ***MRS = 0.6 · TKIP + 45*** = **0.6 · 164.2721 + 45 = 143.6**
Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), ***M = 0.294 · PS · MRS · (KTMAX · KB + KTMIN) · KPSR · KOB · B / (10^7 · RO)*** = **0.294 · 2.4752 · 143.6 · (0.67 · 1 + 0.09) · 0.1 · 1.35 · 86790 / (10^7 · 0.857) = 0.1086**
Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), ***G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX) / 10^4*** = **(0.163 · 2.4752 · 143.6 · 0.67 · 0.1 · 1 · 11.3618) / 10^4 = 0.00441**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **72.46**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **72.46 · 0.1086 / 100 = 0.07869156**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **72.46 · 0.00441 / 100 = 0.003195486**

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **26.8**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **26.8 · 0.1086 / 100 = 0.0291048**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **26.8 · 0.00441 / 100 = 0.00118188**

Примесь: 0602 Бензол (64)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **0.35**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **0.35 · 0.1086 / 100 = 0.0003801**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **0.35 · 0.00441 / 100 = 0.000015435**

Примесь: 0621 Метилбензол (349)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **0.22**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **0.22 · 0.1086 / 100 = 0.00023892**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 0.22 · 0.00441 / 100 = 0.000009702**

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 0.11**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 0.11 · 0.1086 / 100 = 0.00011946**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 0.11 · 0.00441 / 100 = 0.000004851**

Код	*Наименование ЗВ*	*Выброс г/с*	*Выброс т/год*
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.003195486	0.07869156
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.00118188	0.0291048
0602	Бензол (64)	0.000015435	0.0003801
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000004851	0.00011946
0621	Метилбензол (349)	0.000009702	0.00023892

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: №0002 Резервуар сбора нефти (РВС №2), 1000м3
Источник выделения: №0002, дыхательный клапан
Список литературы:
1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих
веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п 5.
Вид выброса, ***VV*** **= Выбросы паров нефти и бензинов**
Нефтепродукт, ***NPNAME*** **= Сырая нефть**
Минимальная температура смеси, гр.С, ***TMIN*** **= -30**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** **= 0.09**
KTMIN **= 0.09**
Максимальная температура смеси, гр.С, ***TMAX*** **= 26**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** **= 0.67**
KTMAX **= 0.67**
Режим эксплуатации, ***_NAME_*** **= "буферная емкость" (все типы резервуаров)**
Конструкция резервуаров, ***_NAME_*** **= Наземный вертикальный**
Объем одного резервуара данного типа, м3, ***VI*** **= 1000**
Количество резервуаров данного типа, ***NR*** **= 1**
Количество групп одноцелевых резервуаров, ***KNR*** **= 1**
Категория веществ, ***_NAME_*** **= А, Б, В**
Значение Kpsr (Прил.8), ***KPSR*** **= 0.1**
Значение Kpmax (Прил.8), ***KPM*** **= 0.1**
Коэффициент , ***KPSR*** **= 0.1**
Коэффициент, ***KPMAX*** **= 0.1**
Общий объем резервуаров, м3, ***V*** **= 1000**
Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, ***B*** **= 86790**
Плотность смеси, т/м3, ***RO*** **= 0.8570**
Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), ***NN = B / (RO · V)*** **= 86790 / (0.857 · 1000) = 101.3**
Коэффициент (Прил. 10), ***KOB*** **= 1.35**
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой
из резервуара во время его закачки, м3/час, ***VCMAX*** **= 11.3618**
Давление паров смеси, мм.рт.ст., ***PS*** **= 2.4752**
, ***P*** **= 2.4752**
Коэффициент, ***KB*** **= 1**
Температура начала кипения смеси, гр.С, ***TKIP*** **= 164.2721**
Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, ***MRS = 0.6 · TKIP + 45*** **= 0.6 · 164.2721 + 45 = 143.6**
Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), ***M = 0.294 · PS · MRS · (KTMAX · KB + KTMIN) · KPSR · KOB · B / (10^7 · RO)*** **= 0.294 · 2.4752 · 143.6 · (0.67 · 1 + 0.09) · 0.1 · 1.35 · 86790 / (10^7 · 0.857) = 0.1086**
Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), ***G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX) / 10^4*** **= (0.163 · 2.4752 · 143.6 · 0.67 · 0.1 · 1 · 11.3618) / 10^4 = 0.00441**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** **= 72.46**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 72.46 · 0.1086 / 100 = 0.07869156**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 72.46 · 0.00441 / 100 = 0.003195486**

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **26.8**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_*** = ***CI · M / 100*** = **26.8 · 0.1086 / 100 = 0.0291048**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_*** = ***CI · G / 100*** = **26.8 · 0.00441 / 100 = 0.00118188**

Примесь: 0602 Бензол (64)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **0.35**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_*** = ***CI · M / 100*** = **0.35 · 0.1086 / 100 = 0.0003801**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_*** = ***CI · G / 100*** = **0.35 · 0.00441 / 100 = 0.000015435**

Примесь: 0621 Метилбензол (349)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **0.22**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_*** = ***CI · M / 100*** = **0.22 · 0.1086 / 100 = 0.00023892**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_*** = ***CI · G / 100*** = **0.22 · 0.00441 / 100 = 0.000009702**

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **0.11**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_*** = ***CI · M / 100*** = **0.11 · 0.1086 / 100 = 0.00011946**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_*** = ***CI · G / 100*** = **0.11 · 0.00441 / 100 = 0.000004851**

Код	***Наименование ЗВ***	***Выброс г/с***	***Выброс т/год***
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.003195486	0.07869156
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.00118188	0.0291048
0602	Бензол (64)	0.000015435	0.0003801
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000004851	0.00011946
0621	Метилбензол (349)	0.000009702	0.00023892

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: №0003 Технологический резервуар нефти (РВС №3), 1000м3
Источник выделения: №0003, дыхательный клапан
Список литературы:
1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих
веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п 5.
Вид выброса, ***VV*** = **Выбросы паров нефти и бензинов**
Нефтепродукт, ***NPNAME*** = **Сырая нефть**
Минимальная температура смеси, гр.С, ***TMIN*** = **-30**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** = **0.09**
KTMIN = **0.09**
Максимальная температура смеси, гр.С, ***TMAX*** = **26**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** = **0.67**
KTMAX = **0.67**
Режим эксплуатации, ***_NAME_*** = **"буферная емкость" (все типы резервуаров)**
Конструкция резервуаров, ***_NAME_*** = **Наземный вертикальный**
Объем одного резервуара данного типа, м3, ***VI*** = **1000**
Количество резервуаров данного типа, ***NR*** = **1**
Количество групп одноцелевых резервуаров, ***KNR*** = **1**
Категория веществ, ***_NAME_*** = **А, Б, В**
Значение Kpsr (Прил.8), ***KPSR*** = **0.1**
Значение Kpmax (Прил.8), ***KPM*** = **0.1**
Коэффициент , ***KPSR*** = **0.1**
Коэффициент, ***KPMAX*** = **0.1**
Общий объем резервуаров, м3, ***V*** = **1000**
Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, ***B*** = **86790**
Плотность смеси, т/м3, ***RO*** = **0.8570**
Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), ***NN = B / (RO · V)*** = **86790 / (0.857 · 1000) = 101.3**
Коэффициент (Прил. 10), ***KOB*** = **1.35**
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой
из резервуара во время его закачки, м3/час, ***VCMAX*** = **11.3618**
Давление паров смеси, мм.рт.ст., ***PS*** = **2.4752**
, ***P*** = **2.4752**

Коэффициент, ***KB*** = **1**
Температура начала кипения смеси, гр.С, ***TKIP*** = **164.2721**
Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, ***MRS = 0.6 · TKIP + 45*** = **0.6 · 164.2721 + 45 = 143.6**
Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), ***M = 0.294 · PS · MRS · (KTMAX · KB + KTMIN) · KPSR · KOB · B / (10^7 · RO)*** = **0.294 · 2.4752 · 143.6 · (0.67 · 1 + 0.09) · 0.1 · 1.35 · 86790 / (10^7 · 0.857) = 0.1086**
Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), ***G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX) / 10^4*** = **(0.163 · 2.4752 · 143.6 · 0.67 · 0.1 · 1 · 11.3618) / 10^4 = 0.00441**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **72.46**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **72.46 · 0.1086 / 100 = 0.07869156**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **72.46 · 0.00441 / 100 = 0.003195486**

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **26.8**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **26.8 · 0.1086 / 100 = 0.0291048**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **26.8 · 0.00441 / 100 = 0.00118188**

Примесь: 0602 Бензол (64)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **0.35**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **0.35 · 0.1086 / 100 = 0.0003801**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **0.35 · 0.00441 / 100 = 0.000015435**

Примесь: 0621 Метилбензол (349)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **0.22**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **0.22 · 0.1086 / 100 = 0.00023892**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **0.22 · 0.00441 / 100 = 0.000009702**

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **0.11**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **0.11 · 0.1086 / 100 = 0.00011946**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **0.11 · 0.00441 / 100 = 0.000004851**

Код	***Наименование ЗВ***	***Выброс г/с***	***Выброс т/год***
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.003195486	0.07869156
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.00118188	0.0291048
0602	Бензол (64)	0.000015435	0.0003801
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000004851	0.00011946
0621	Метилбензол (349)	0.000009702	0.00023892

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: №0004 Технологический резервуар нефти (РВС №4), 2000м3
Источник выделения: №0004, дыхательный клапан
Список литературы:
1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п 5.

Вид выброса, ***VV*** = **Выбросы паров нефти и бензинов**
Нефтепродукт, ***NPNAME*** = **Сырая нефть**
Минимальная температура смеси, гр.С, ***TMIN*** = **-30**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** = **0.09**
KTMIN = **0.09**
Максимальная температура смеси, гр.С, ***TMAX*** = **26**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** = **0.67**
KTMAX = **0.67**
Режим эксплуатации, ***_NAME_*** = **"буферная емкость" (все типы резервуаров)**
Конструкция резервуаров, ***_NAME_*** = **Наземный вертикальный**
Объем одного резервуара данного типа, м3, ***VI*** = **2000**
Количество резервуаров данного типа, ***NR*** = **1**
Количество групп одноцелевых резервуаров, ***KNR*** = **1**

Категория веществ, ***_NAME_*** = **А, Б, В**
Значение Kpsr (Прил.8), ***KPSR*** = **0.1**
Значение Kpmax (Прил.8), ***KPM*** = **0.1**
Коэффициент , ***KPSR*** = **0.1**
Коэффициент, ***KPMAX*** = **0.1**
Общий объем резервуаров, м3, ***V*** = **2000**
Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, ***B*** = **86790**
Плотность смеси, т/м3, ***RO*** = **0.8570**
Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), ***NN = B / (RO · V)*** = **86790 / (0.857 · 2000) = 50.6**
Коэффициент (Прил. 10), ***KOB*** = **1.868**
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой
из резервуара во время его закачки, м3/час, ***VCMAX*** = **11.3618**
Давление паров смеси, мм.рт.ст., ***PS*** = **2.4752**
, ***P*** = **2.4752**
Коэффициент, ***KB*** = **1**
Температура начала кипения смеси, гр.С, ***TKIP*** = **164.2721**
Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, ***MRS = 0.6 · TKIP + 45*** = **0.6 · 164.2721 + 45 = 143.6**
Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), ***M = 0.294 · PS · MRS · (KTMAX · KB + KTMIN) · KPSR · KOB · B / (10^7 · RO)*** = **0.294 · 2.4752 · 143.6 · (0.67 · 1 + 0.09) · 0.1 · 1.868 · 86790 / (10^7 · 0.857) = 0.1502**
Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), ***G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX) / 10^4*** = **(0.163 · 2.4752 · 143.6 · 0.67 · 0.1 · 1 · 11.3618) / 10^4 = 0.00441**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **72.46**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **72.46 · 0.1502 / 100 = 0.10883492**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **72.46 · 0.00441 / 100 = 0.003195486**

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **26.8**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **26.8 · 0.1502 / 100 = 0.0402536**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **26.8 · 0.00441 / 100 = 0.00118188**

Примесь: 0602 Бензол (64)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **0.35**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **0.35 · 0.1502 / 100 = 0.0005257**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **0.35 · 0.00441 / 100 = 0.000015435**

Примесь: 0621 Метилбензол (349)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **0.22**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **0.22 · 0.1502 / 100 = 0.00033044**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **0.22 · 0.00441 / 100 = 0.000009702**

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **0.11**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **0.11 · 0.1502 / 100 = 0.00016522**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **0.11 · 0.00441 / 100 = 0.000004851**

Код	***Наименование ЗВ***	***Выброс г/с***	***Выброс т/год***
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.003195486	0.10883492
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.00118188	0.0402536
0602	Бензол (64)	0.000015435	0.0005257
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000004851	0.00016522
0621	Метилбензол (349)	0.000009702	0.00033044

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: № 0005 Резервуар хранения нефти (РВС №5), 1000м3
Источник выделения: №0005, дыхательный клапан
Список литературы:
1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих
веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п 5.

Вид выброса, ***VV*** = **Выбросы паров нефти и бензинов**
Нефтепродукт, ***NPNAME*** = **Сырая нефть**
Минимальная температура смеси, гр.С, ***TMIN*** = **-30**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** = **0.09**
KTMIN = **0.09**
Максимальная температура смеси, гр.С, ***TMAX*** = **26**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** = **0.67**
KTMAX = **0.67**
Режим эксплуатации, ***_NAME_*** = **"буферная емкость" (все типы резервуаров)**
Конструкция резервуаров, ***_NAME_*** = **Наземный вертикальный**
Объем одного резервуара данного типа, м3, ***VI*** = **1000**
Количество резервуаров данного типа, ***NR*** = **1**
Количество групп одноцелевых резервуаров, ***KNR*** = **1**
Категория веществ, ***_NAME_*** = **А, Б, В**
Значение Kpsr (Прил.8), ***KPSR*** = **0.1**
Значение Kpmax (Прил.8), ***KPM*** = **0.1**
Коэффициент , ***KPSR*** = **0.1**
Коэффициент, ***KPMAX*** = **0.1**
Общий объем резервуаров, м3, ***V*** = **1000**
Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, ***B*** = **86790**
Плотность смеси, т/м3, ***RO*** = **0.8570**
Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), ***NN = B / (RO · V)*** = **86790 / (0.857 · 1000) = 101.3**
Коэффициент (Прил. 10), ***KOB*** = **1.35**
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой
из резервуара во время его закачки, м3/час, ***VCMAX*** = **11.3618**
Давление паров смеси, мм.рт.ст., ***PS*** = **2.4752**
, ***P*** = **2.4752**
Коэффициент, ***KB*** = **1**
Температура начала кипения смеси, гр.С, ***TKIP*** = **164.2721**
Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, ***MRS = 0.6 · TKIP + 45*** = **0.6 · 164.2721 + 45 = 143.6**
Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), ***M = 0.294 · PS · MRS · (KTMAX · KB + KTMIN) · KPSR · KOB · B / (10^7 · RO)*** = **0.294 · 2.4752 · 143.6 · (0.67 · 1 + 0.09) · 0.1 · 1.35 · 86790 / (10^7 · 0.857) = 0.1086**
Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), ***G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX) / 10^4*** = **(0.163 · 2.4752 · 143.6 · 0.67 · 0.1 · 1 · 11.3618) / 10^4 = 0.00441**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **72.46**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **72.46 · 0.1086 / 100 = 0.07869156**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **72.46 · 0.00441 / 100 = 0.003195486**

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **26.8**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **26.8 · 0.1086 / 100 = 0.0291048**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **26.8 · 0.00441 / 100 = 0.00118188**

Примесь: 0602 Бензол (64)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **0.35**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **0.35 · 0.1086 / 100 = 0.0003801**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **0.35 · 0.00441 / 100 = 0.000015435**

Примесь: 0621 Метилбензол (349)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **0.22**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **0.22 · 0.1086 / 100 = 0.00023892**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **0.22 · 0.00441 / 100 = 0.000009702**

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI*** = **0.11**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** = **0.11 · 0.1086 / 100 = 0.00011946**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** = **0.11 · 0.00441 / 100 = 0.000004851**

Код	***Наименование ЗВ***	***Выброс г/с***	***Выброс т/год***
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.003195486	0.07869156
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.00118188	0.0291048

0602	Бензол (64)	0.000015435	0.0003801
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000004851	0.00011946
0621	Метилбензол (349)	0.000009702	0.00023892

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: №6001 Площадка 123-х скважин
Источник выделения: №6001, ЗРА и ФС
Список литературы:
1. "Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов" от 29 июля 2011 года № 196-п;
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
3. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: **Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)**
Наименование технологического потока: Поток №8
Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), Q = **0.012996**
Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), X = **0.365**
Общее количество данного оборудования, шт., N = **369**
Среднее время работы данного оборудования, час/год, $_T_$ = **8760**
Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N$ = **0.365 · 0.012996 · 369 = 1.75**
Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6$ = **1.75 / 3.6 = 0.486**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, C = **72.46**
Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100$ = **0.486 · 72.46 / 100 = 0.3521556**
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6$ = **0.3521556 · 8760 · 3600 / 10^6 = 11.1055790016**

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, C = **26.8**
Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100$ = **0.486 · 26.8 / 100 = 0.130248**
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6$ = **0.130248 · 8760 · 3600 / 10^6 = 4.107500928**

Примесь: 0602 Бензол (64)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, C = **0.35**
Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100$ = **0.486 · 0.35 / 100 = 0.001701**
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6$ = **0.001701 · 8760 · 3600 / 10^6 = 0.053642736**

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, C = **0.11**
Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100$ = **0.486 · 0.11 / 100 = 0.0005346**
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6$ = **0.0005346 · 8760 · 3600 / 10^6 = 0.0168591456**

Примесь: 0621 Метилбензол (349)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, C = **0.22**
Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100$ = **0.486 · 0.22 / 100 = 0.0010692**
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6$ = **0.0010692 · 8760 · 3600 / 10^6 = 0.0337182912**

Наименование оборудования: **Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)**
Наименование технологического потока: Поток №8
Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), Q = **0.000396**
Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), X = **0.05**
Общее количество данного оборудования, шт., N = **1107**
Среднее время работы данного оборудования, час/год, $_T_$ = **8760**
Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N$ = **0.05 · 0.000396 · 1107 = 0.0219**
Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6$ = **0.0219 / 3.6 = 0.00608**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, C = **72.46**
Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100$ = **0.00608 · 72.46 / 100 = 0.004405568**

Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.004405568 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.13893399245$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 26.8$
Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100 = 0.00608 \cdot 26.8 / 100 = 0.00162944$
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.00162944 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.05138601984$

Примесь: 0602 Бензол (64)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.35$
Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100 = 0.00608 \cdot 0.35 / 100 = 0.00002128$
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.00002128 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00067108608$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.11$
Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100 = 0.00608 \cdot 0.11 / 100 = 0.000006688$
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.000006688 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00021091277$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.22$
Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100 = 0.00608 \cdot 0.22 / 100 = 0.000013376$
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.000013376 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00042182554$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	***Технологич. поток***	***Общее кол-во, шт.***	***Время работы, ч/г***
Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	369	8760
Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	1107	8760

Итоговая таблица:

Код	***Наименование ЗВ***	***Выброс г/с***	***Выброс т/год***
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000003648	0.00011504333
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.3521556	22.4890259881
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.130248	8.31777389568
0602	Бензол (64)	0.001701	0.10862764416
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0005346	0.03414011674
0621	Метилбензол (349)	0.0010692	0.06828023348

ПРИЛОЖЕНИЕ 2 – ПАРАМЕТРЫ ВЫБРОСОВ ЗЯГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ

1 – вариант

2025 год

Матин, Корректировка ОВВ Матин 1 вариант 2025г.

Производство	Цех	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовоздушной смеси на выходе из трубы при максимально разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме,м				Наименование газоочистных установок, тип и мероприятия по сокращению выбросов	Вещество, по которому производится газоочистка	Коэффициент обеспеченности газоочисткой, %	Среднеэксплуатационная степень очистки/ максимальная степень очистки, %	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества			Год достижения ПДВ
		Наименование	Кол-во, шт.						Скорость, м/с	Объем смеси, м3/с	Температура смеси, оС	точ.ист, /1-го конца линейного источника /центра площадного источника X1	точ.ист, /1-го конца линейного источника /центра площадного источника Y1	2-го конца линейного источника / длина, ширина площадного источника X2	2-го конца линейного источника / длина, ширина площадного источника Y2							г/с	мг/нм3	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
001		дыхательный клапан	1	8760	Технологический резервуар нефти (РВС №1)	0001	12	0,1	2,13	0,016729	35	0	0							0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0,00371	250,199	0,0938357	2025
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0,0013722	92,539	0,034706	2025
																				0602	Бензол (64)	1,792E-05	1,209	0,00045325	2025
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	5,632E-06	0,38	0,00014245	2025
																				0621	Метилбензол (349)	1,126E-05	0,76	0,0002849	2025
001		дыхательный клапан	1	8760	Резервуар сбора нефти (РВС №2)	0002	12	0,1	2,13	0,016729	35	0	0							0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0,00371	250,199	0,0938357	2025
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0,0013722	92,539	0,034706	2025
																				0602	Бензол (64)	1,792E-05	1,209	0,00045325	2025
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	5,632E-06	0,38	0,00014245	2025
																				0621	Метилбензол (349)	1,126E-05	0,76	0,0002849	2025
001		дыхательный клапан	1	8760	Технологический резервуар нефти (РВС №3)	0003	12	0,1	2,13	0,016729	35	0	0							0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0,00371	250,199	0,0938357	2025
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0,0013722	92,539	0,034706	2025
																				0602	Бензол (64)	1,792E-05	1,209	0,00045325	2025
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	5,632E-06	0,38	0,00014245	2025
																				0621	Метилбензол (349)	1,126E-05	0,76	0,0002849	2025
001		дыхательный клапан	1	8760	Технологический резервуар нефти (РВС №4)	0004	12	0,1	2,13	0,016729	35	0	0							0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0,00371	250,199	0,12129804	2025
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0,0013722	92,539	0,0448632	2025
																				0602	Бензол (64)	1,792E-05	1,209	0,0005859	2025
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	5,632E-06	0,38	0,00018414	2025
																				0621	Метилбензол (349)	1,126E-05	0,76	0,00036828	2025
001		дыхательный клапан	1	8760	Резервуар хранения нефти (РВС №5)	0005	12	0,1	2,13	0,016729	35	0	0							0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0,00371	250,199	0,0938357	2025
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0,0013722	92,539	0,034706	2025
																				0602	Бензол (64)	1,792E-05	1,209	0,00045325	2025
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	5,632E-06	0,38	0,00014245	2025
																				0621	Метилбензол (349)	1,126E-05	0,76	0,0002849	2025
001		ЗРА и ФС	1	8760	Площадка 113-ти скважин	6001	2				30	0	0	4	4					0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0,3238962		10,3423561	2025
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0,119796		3,82521588	2025
																				0602	Бензол (64)	0,0015645		0,04995618	2025
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0004917		0,01570051	2025
																				0621	Метилбензол (349)	0,0009834		0,03140103	2025

2026 год

Матин, Корректировка ОВВ Матин 1 вариант 2026г.

Производство	Цех	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовоздушной смеси на выходе из трубы при максимально разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме,м				Наименование газоочистных установок, тип и мероприятия по сокращению	Вещество, по которому производится газоочистка	Коэффициент обеспеченности газоочисткой, %	Среднеэксплуатационная степень очистки/ максимальная степень очистки, %	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества			Год достижения ПДВ
		Наименование	Кол-во, шт.						Скорость, м/с	Объем смеси, м3/с	Температура смес	точ.ист, /1-го конца линейного источника /центра площадного источника X1	точ.ист, /1-го конца линейного источника /центра площадного источника Y1	2-го конца линейного источника / длина, ширина площадного источника X2	2-го конца линейного источника / длина, ширина площадного источника Y2							г/с	мг/нм3	т/год	

											и, оС					выбросов								
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
001		дыхательный клапан	1	8760	Технологический резервуар нефти (РВС №1)	0001	12	0,1	2,13	0,016729	35	0	0							0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0,0035505	239,449	0,08818382	2026
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0,0013132	88,562	0,0326156	2026
																				0602	Бензол (64)	1,715E-05	1,157	0,00042595	2026
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	5,39E-06	0,364	0,00013387	2026
																				0621	Метилбензол (349)	1,078E-05	0,727	0,00026774	2026
001		дыхательный клапан	1	8760	Резервуар сбора нефти (РВС №2)	0002	12	0,1	2,13	0,016729	35	0	0							0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0,0035505	239,449	0,08818382	2026
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0,0013132	88,562	0,0326156	2026
																				0602	Бензол (64)	1,715E-05	1,157	0,00042595	2026
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	5,39E-06	0,364	0,00013387	2026
																				0621	Метилбензол (349)	1,078E-05	0,727	0,00026774	2026
001		дыхательный клапан	1	8760	Технологический резервуар нефти (РВС №3)	0003	12	0,1	2,13	0,016729	35	0	0							0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0,0035505	239,449	0,08818382	2026
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0,0013132	88,562	0,0326156	2026
																				0602	Бензол (64)	1,715E-05	1,157	0,00042595	2026
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	5,39E-06	0,364	0,00013387	2026
																				0621	Метилбензол (349)	1,078E-05	0,727	0,00026774	2026
001		дыхательный клапан	1	8760	Технологический резервуар нефти (РВС №4)	0004	12	0,1	2,13	0,016729	35	0	0							0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0,0035505	239,449	0,11687798	2026
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0,0013132	88,562	0,0432284	2026
																				0602	Бензол (64)	1,715E-05	1,157	0,00056455	2026
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	5,39E-06	0,364	0,00017743	2026
																				0621	Метилбензол (349)	1,078E-05	0,727	0,00035486	2026
001		дыхательный клапан	1	8760	Резервуар хранения нефти (РВС №5)	0005	12	0,1	2,13	0,016729	35	0	0							0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0,0035505	239,449	0,08818382	2026
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0,0013132	88,562	0,0326156	2026
																				0602	Бензол (64)	1,715E-05	1,157	0,00042595	2026
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	5,39E-06	0,364	0,00013387	2026
																				0621	Метилбензол (349)	1,078E-05	0,727	0,00026774	2026
001		ЗРА и ФС	1	8760	Площадка 113-ти скважин	6001	2				30	0	0	4	4					0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0,3238962		10,3423561	2026
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0,119796		3,82521588	2026
																				0602	Бензол (64)	0,0015645		0,04995618	2026
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0004917		0,01570051	2026
																				0621	Метилбензол (349)	0,0009834		0,03140103	2026

2027 год

Матин, Корректировка ОВВ Матин 1 вариант 2027г.

Производство	Цех	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовоздушной смеси на выходе из трубы при максимально разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме,м				Наименование газоочистных установок, тип и мероприятия по сокращению выбросов	Вещество, по которому производится газоочистка	Коэффициент обеспеченности газоочисткой, %	Среднеэксплуатационная степень очистки/максимальная степень очистки, %	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества			Год достижения ПДВ
												точ.ист, /1-го конца линейного источника /центра площадного источника		2-го конца линейного источника / длина, ширина площадного источника								г/с	мг/нм3	т/год	
		Наименование	Кол-во, шт.						Скорость, м/с	Объем смеси, м3/с	Температура смеси, оС	X1	Y1	X2	Y2										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
001		дыхательный клапан	1	8760	Технологический резервуар нефти (РВС №1)	0001	12	0,1	2,13	0,016729	35	0	0							0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0,0032462	218,925	0,08303916	2027
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0,0012006	80,971	0,0307128	2027
																				0602	Бензол (64)	1,568E-05	1,057	0,0004011	2027
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	4,928E-06	0,332	0,00012606	2027
																				0621	Метилбензол (349)	9,856E-06	0,665	0,00025212	2027
001		дыхательный клапан	1	8760	Резервуар сбора нефти (РВС №2)	0002	12	0,1	2,13	0,016729	35	0	0							0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0,0032462	218,925	0,08303916	2027
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0,0012006	80,971	0,0307128	2027
																				0602	Бензол (64)	1,568E-05	1,057	0,0004011	2027
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	4,928E-06	0,332	0,00012606	2027
																				0621	Метилбензол (349)	9,856E-06	0,665	0,00025212	2027
001		дыхательный клапан	1	8760	Технологический резервуар нефти (РВС №3)	0003	12	0,1	2,13	0,016729	35	0	0							0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0,0032462	218,925	0,08303916	2027
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0,0012006	80,971	0,0307128	2027
																				0602	Бензол (64)	1,568E-05	1,057	0,0004011	2027
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	4,928E-06	0,332	0,00012606	2027
																				0621	Метилбензол (349)	9,856E-06	0,665	0,00025212	2027
001		дыхательный клапан	1	8760	Технологический резервуар нефти (РВС №4)	0004	12	0,1	2,13	0,016729	35	0	0							0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0,0032462	218,925	0,11260284	2027
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0,0012006	80,971	0,0416472	2027
																				0602	Бензол (64)	1,568E-05	1,057	0,0005439	2027

																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	4,928E-06	0,332	0,00017094	2027
																			0621	Метилбензол (349)	9,856E-06	0,665	0,00034188	2027
001		дыхательный клапан	1	8760	Резервуар хранения нефти (РВС №5)	0005	12	0,1	2,13	0,016729	35	0	0						0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0,0032462	218,925	0,08303916	2027
																			0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0,0012006	80,971	0,0307128	2027
																			0602	Бензол (64)	1,568E-05	1,057	0,0004011	2027
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	4,928E-06	0,332	0,00012606	2027
																			0621	Метилбензол (349)	9,856E-06	0,665	0,00025212	2027
001		ЗРА и ФС	1	8760	Площадка 113-ти скважин	6001	2				30	0	0	4	4				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0,3238962		10,3423561	2027
																			0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0,119796		3,82521588	2027
																			0602	Бензол (64)	0,0015645		0,04995618	2027
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0004917		0,01570051	2027
																			0621	Метилбензол (349)	0,0009834		0,03140103	2027

2028 год

Матин, Корректировка ОВВ Матин 1 вариант 2028г.

Производство	Цех	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовоздушной смеси на выходе из трубы при максимально разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме,м				Наименование газоочистных установок, тип и мероприятия по сокращению выбросов	Вещество, по которому производится газоочистка	Коэффициент обеспеченности газоочисткой, %	Среднеэксплуатационная степень очистки/максимальная степень очистки, %	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества			Год достижения ПДВ
												точ.ист, /1-го конца линейного источника /центра площадного источника		2-го конца линейного источника / длина, ширина площадного источника										
		Наименование	Кол-во, шт.						Скорость, м/с	Объем смеси, м3/с	Температура смеси, оС	X1	Y1	X2	Y2						г/с	мг/нм3	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
001		дыхательный клапан	1	8760	Технологический резервуар нефти (РВС №1)	0001	12	0,1	2,13	0,016729	35	0	0						0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0,0030904	208,418	0,07840172	2028
																			0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0,001143	77,085	0,0289976	2028
																			0602	Бензол (64)	1,493E-05	1,007	0,0003787	2028
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	4,692E-06	0,316	0,00011902	2028
																			0621	Метилбензол (349)	9,383E-06	0,633	0,00023804	2028
001		дыхательный клапан	1	8760	Резервуар сбора нефти (РВС №2)	0002	12	0,1	2,13	0,016729	35	0	0						0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0,0030904	208,418	0,07840172	2028
																			0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0,001143	77,085	0,0289976	2028
																			0602	Бензол (64)	1,493E-05	1,007	0,0003787	2028
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	4,692E-06	0,316	0,00011902	2028
																			0621	Метилбензол (349)	9,383E-06	0,633	0,00023804	2028
001		дыхательный клапан	1	8760	Технологический резервуар нефти (РВС №3)	0003	12	0,1	2,13	0,016729	35	0	0						0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0,0030904	208,418	0,07840172	2028
																			0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0,001143	77,085	0,0289976	2028
																			0602	Бензол (64)	1,493E-05	1,007	0,0003787	2028
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	4,692E-06	0,316	0,00011902	2028
																			0621	Метилбензол (349)	9,383E-06	0,633	0,00023804	2028
001		дыхательный клапан	1	8760	Технологический резервуар нефти (РВС №4)	0004	12	0,1	2,13	0,016729	35	0	0						0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0,0030904	208,418	0,10854508	2028
																			0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0,001143	77,085	0,0401464	2028
																			0602	Бензол (64)	1,493E-05	1,007	0,0005243	2028
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	4,692E-06	0,316	0,00016478	2028
																			0621	Метилбензол (349)	9,383E-06	0,633	0,00032956	2028
001		дыхательный клапан	1	8760	Резервуар хранения нефти (РВС №5)	0005	12	0,1	2,13	0,016729	35	0	0						0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0,0030904	208,418	0,07840172	2028
																			0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0,001143	77,085	0,0289976	2028
																			0602	Бензол (64)	1,493E-05	1,007	0,0003787	2028
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	4,692E-06	0,316	0,00011902	2028
																			0621	Метилбензол (349)	9,383E-06	0,633	0,00023804	2028
001		ЗРА и ФС	1	8760	Площадка 113-ти скважин	6001	2				30	0	0	4	4				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0,3238962		10,3423561	2028
																			0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0,119796		3,82521588	2028
																			0602	Бензол (64)	0,0015645		0,04995618	2028
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0004917		0,01570051	2028
																			0621	Метилбензол (349)	0,0009834		0,03140103	2028

2029 год

Матин, Корректировка ОВВ Матин___1 вариант___2029г.

Производство	Цех	Источник выделения загрязняющих веществ: Наименование	Источник выделения загрязняющих веществ: Кол-во, шт.	Число часов работы в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовоздушной смеси на выходе из трубы при максимально разовой нагрузке: Скорость, м/с	Объем смеси, м3/с	Температура смеси, оС	Координаты источника на карте-схеме,м: точ.ист, /1-го конца линейного источника /центра площадного источника: X1	Y1	2-го конца линейного источника / длина, ширина площадного источника: X2	Y2	Наименование газоочистных установок, тип и мероприятия по сокращению выбросов	Вещество, по которому производится газоочистка	Коэффициент обеспеченности газоочисткой, %	Среднеэксплуатационная степень очистки/максимальная степень очистки, %	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества: г/с	мг/нм3	т/год	Год достижения ПДВ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
001		дыхательный клапан	1	8760	Технологический резервуар нефти (РВС №1)	0001	12	0,1	2,13	0,016729	35	0	0								0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0,0029346	197,912	0,07593808	2029
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0,0010854	73,199	0,0280864	2029
																				0602	Бензол (64)	1,418E-05	0,956	0,0003668	2029
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	4,455E-06	0,3	0,00011528	2029
																				0621	Метилбензол (349)	8,91E-06	0,601	0,00023056	2029
001		дыхательный клапан	1	8760	Резервуар сбора нефти (РВС №2)	0002	12	0,1	2,13	0,016729	35	0	0								0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0,0029346	197,912	0,07593808	2029
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0,0010854	73,199	0,0280864	2029
																				0602	Бензол (64)	1,418E-05	0,956	0,0003668	2029
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	4,455E-06	0,3	0,00011528	2029
																				0621	Метилбензол (349)	8,91E-06	0,601	0,00023056	2029
001		дыхательный клапан	1	8760	Технологический резервуар нефти (РВС №3)	0003	12	0,1	2,13	0,016729	35	0	0								0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0,0029346	197,912	0,07593808	2029
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0,0010854	73,199	0,0280864	2029
																				0602	Бензол (64)	1,418E-05	0,956	0,0003668	2029
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	4,455E-06	0,3	0,00011528	2029
																				0621	Метилбензол (349)	8,91E-06	0,601	0,00023056	2029
001		дыхательный клапан	1	8760	Технологический резервуар нефти (РВС №4)	0004	12	0,1	2,13	0,016729	35	0	0								0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0,0029346	197,912	0,1043424	2029
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0,0010854	73,199	0,038592	2029
																				0602	Бензол (64)	1,418E-05	0,956	0,000504	2029
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	4,455E-06	0,3	0,0001584	2029
																				0621	Метилбензол (349)	8,91E-06	0,601	0,0003168	2029
001		дыхательный клапан	1	8760	Резервуар хранения нефти (РВС №5)	0005	12	0,1	2,13	0,016729	35	0	0								0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0,0029346	197,912	0,07593808	2029
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0,0010854	73,199	0,0280864	2029
																				0602	Бензол (64)	1,418E-05	0,956	0,0003668	2029
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	4,455E-06	0,3	0,00011528	2029
																				0621	Метилбензол (349)	8,91E-06	0,601	0,00023056	2029
001		ЗРА и ФС	1	8760	Площадка 113-ти скважин	6001	2				30	0	0	4	4						0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0,3238962		10,3423561	2029
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0,119796		3,82521588	2029
																				0602	Бензол (64)	0,0015645		0,04995618	2029
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0004917		0,01570051	2029
																				0621	Метилбензол (349)	0,0009834		0,03140103	2029

2 рекомендуемый вариант

2025 год

Матин, Корректировка ОВВ Матин 2 рекомендуемый вариант 2025г.

Производство	Цех	Источник выделения загрязняющих веществ: Наименование	Источник выделения загрязняющих веществ: Кол-во,	Число часов работы в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовоздушной смеси на выходе из трубы при максимально разовой нагрузке: Скорость, м/с	Объем смеси, м3/с	Температура смеси, оС	Координаты источника на карте-схеме,м: точ.ист, /1-го конца линейного источника /центра площадного источника: X1	Y1	2-го конца линейного источника / длина, ширина площадного источника: X2	Y2	Наименование газоочистных установок, тип и мероприятия по сокращению выбросов	Вещество, по которому производится газоочистка	Коэффициент обеспеченности газоочисткой, %	Среднеэксплуатационная степень очистки/максимальная степень очистки, %	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества: г/с	мг/нм3	т/год	Год достижения ПДВ

			шт.																					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
001		дыхательный клапан	1	8760	Технологический резервуар нефти (РВС №1)	0001	12	0,1	2,13	0,016729	35	0	0							0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0,0038983	262,905	0,097821	2025
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0,0014418	97,238	0,03618	2025
																				0602	Бензол (64)	1,883E-05	1,27	0,0004725	2025
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	5,918E-06	0,399	0,0001485	2025
																				0621	Метилбензол (349)	1,184E-05	0,798	0,000297	2025
001		дыхательный клапан	1	8760	Резервуар сбора нефти (РВС №2)	0002	12	0,1	2,13	0,016729	35	0	0							0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0,0038983	262,905	0,097821	2025
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0,0014418	97,238	0,03618	2025
																				0602	Бензол (64)	1,883E-05	1,27	0,0004725	2025
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	5,918E-06	0,399	0,0001485	2025
																				0621	Метилбензол (349)	1,184E-05	0,798	0,000297	2025
001		дыхательный клапан	1	8760	Технологический резервуар нефти (РВС №3)	0003	12	0,1	2,13	0,016729	35	0	0							0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0,0038983	262,905	0,097821	2025
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0,0014418	97,238	0,03618	2025
																				0602	Бензол (64)	1,883E-05	1,27	0,0004725	2025
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	5,918E-06	0,399	0,0001485	2025
																				0621	Метилбензол (349)	1,184E-05	0,798	0,000297	2025
001		дыхательный клапан	1	8760	Технологический резервуар нефти (РВС №4)	0004	12	0,1	2,13	0,016729	35	0	0							0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0,0038983	262,905	0,12412398	2025
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0,0014418	97,238	0,0459084	2025
																				0602	Бензол (64)	1,883E-05	1,27	0,00059955	2025
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	5,918E-06	0,399	0,00018843	2025
																				0621	Метилбензол (349)	1,184E-05	0,798	0,00037686	2025
001		дыхательный клапан	1	8760	Резервуар хранения нефти (РВС №5)	0005	12	0,1	2,13	0,016729	35	0	0							0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0,0038983	262,905	0,097821	2025
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0,0014418	97,238	0,03618	2025
																				0602	Бензол (64)	1,883E-05	1,27	0,0004725	2025
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	5,918E-06	0,399	0,0001485	2025
																				0621	Метилбензол (349)	1,184E-05	0,798	0,000297	2025
001		ЗРА и ФС	1	8760	Площадка 114-ти скважин	6001	2				30	0	0	4	4					0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0,3267946		10,4346741	2025
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0,120868		3,85936054	2025
																				0602	Бензол (64)	0,0015785		0,0504021	2025
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0004961		0,01584066	2025
																				0621	Метилбензол (349)	0,0009922		0,03168132	2025

2026 год

Матин, Корректировка ОВВ Матин 2 рекомендуемый вариант 2026г.

Производство	Цех	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовоздушной смеси на выходе из трубы при максимально разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме,м				Наименование газоочистных установок, тип и мероприятия по сокращению выбросов	Вещество, по которому производится газоочистка	Коэффициент обеспеченности газоочисткой, %	Среднеэксплуатационная степень очистки/ максимальная степень очистки, %	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества			Год достижения ПДВ
		Наименование	Кол-во, шт.						Скорость, м/с	Объем смеси, м3/с	Темп.смеси, оС	точ.ист, /1-го конца линейного источника /центра площадного источника X1	точ.ист, /1-го конца линейного источника /центра площадного источника Y1	2-го конца линейного источника / длина, ширина площадного источника X2	2-го конца линейного источника / длина, ширина площадного источника Y2							г/с	мг/нм3	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
001		дыхательный клапан	1	8760	Технологический резервуар нефти (РВС №1)	0001	12	0,1	2,13	0,016729	35	0	0							0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0,0036158	243,847	0,0920242	2026
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0,0013373	90,189	0,034036	2026
																				0602	Бензол (64)	1,747E-05	1,178	0,0004445	2026
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	5,489E-06	0,37	0,0001397	2026
																				0621	Метилбензол (349)	1,098E-05	0,74	0,0002794	2026
001		дыхательный клапан	1	8760	Резервуар сбора нефти (РВС №2)	0002	12	0,1	2,13	0,016729	35	0	0							0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0,0036158	243,847	0,0920242	2026
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0,0013373	90,189	0,034036	2026
																				0602	Бензол (64)	1,747E-05	1,178	0,0004445	2026
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	5,489E-06	0,37	0,0001397	2026
																				0621	Метилбензол (349)	1,098E-05	0,74	0,0002794	2026
001		дыхательный клапан	1	8760	Технологический резервуар нефти (РВС №3)	0003	12	0,1	2,13	0,016729	35	0	0							0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0,0036158	243,847	0,0920242	2026
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0,0013373	90,189	0,034036	2026
																				0602	Бензол (64)	1,747E-05	1,178	0,0004445	2026
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	5,489E-06	0,37	0,0001397	2026
																				0621	Метилбензол (349)	1,098E-05	0,74	0,0002794	2026
001		дыхательный клапан	1	8760	Технологический резервуар нефти (РВС №4)	0004	12	0,1	2,13	0,016729	35	0	0							0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0,0036158	243,847	0,11984884	2026
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0,0013373	90,189	0,0443272	2026
																				0602	Бензол (64)	1,747E-05	1,178	0,0005789	2026
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	5,489E-06	0,37	0,00018194	2026
																				0621	Метилбензол (349)	1,098E-05	0,74	0,00036388	2026
001			1	8760		0005	12	0,1	2,13	0,016729	35	0	0							0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0,0036158	243,847	0,0920242	2026

		дыхательный клапан			Резервуар хранения нефти (РВС №5)														0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0,0013373	90,189	0,034036	2026
																			0602	Бензол (64)	1,747E-05	1,178	0,0004445	2026
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	5,489E-06	0,37	0,0001397	2026
																			0621	Метилбензол (349)	1,098E-05	0,74	0,0002794	2026
001		ЗРА и ФС	1	8760	Площадка 115-ти скважин	6001	2				30	0	0	4	4				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0,329693		10,5274491	2026
																			0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0,12194		3,89367423	2026
																			0602	Бензол (64)	0,0015925		0,05085022	2026
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0005005		0,0159815	2026
																			0621	Метилбензол (349)	0,001001		0,031963	2026

2027 год

Матин, Корректировка ОВВ Матин 2 рекомендуемый вариант 2027г.

Производство	Цех	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовоздушной смеси на выходе из трубы при максимально разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме,м				Наименование газоочистных установок, тип и мероприятия по сокращению выбросов	Вещество, по которому производится газоочистка	Коэффициент обеспеченности газоочисткой, %	Среднеэксплуатационная степень очистки/ максимальная степень очистки, %	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества			Год достижения ПДВ
		Наименование	Кол-во, шт.						Скорость, м/с	Объем смеси, м3/с	Темп смеси, оС	точ.ист, /1-го конца линейного источника /центра площадного источника X1	точ.ист, /1-го конца линейного источника /центра площадного источника Y1	2-го конца линейного источника / длина, ширина площадного источника X2	2-го конца линейного источника / длина, ширина площадного источника Y2							г/с	мг/нм3	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
001		дыхательный клапан	1	8760	Технологический резервуар нефти (РВС №1)	0001	12	0,1	2,13	0,016729	35	0	0						0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0,0034563	233,096	0,0855028	2027
																			0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0,0012784	86,213	0,031624	2027
																			0602	Бензол (64)	1,67E-05	1,126	0,000413	2027
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	5,247E-06	0,354	0,0001298	2027
																			0621	Метилбензол (349)	1,049E-05	0,708	0,0002596	2027
001		дыхательный клапан	1	8760	Резервуар сбора нефти (РВС №2)	0002	12	0,1	2,13	0,016729	35	0	0						0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0,0034563	233,096	0,0855028	2027
																			0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0,0012784	86,213	0,031624	2027
																			0602	Бензол (64)	1,67E-05	1,126	0,000413	2027
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	5,247E-06	0,354	0,0001298	2027
																			0621	Метилбензол (349)	1,049E-05	0,708	0,0002596	2027
001		дыхательный клапан	1	8760	Технологический резервуар нефти (РВС №3)	0003	12	0,1	2,13	0,016729	35	0	0						0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0,0034563	233,096	0,0855028	2027
																			0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0,0012784	86,213	0,031624	2027
																			0602	Бензол (64)	1,67E-05	1,126	0,000413	2027
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	5,247E-06	0,354	0,0001298	2027
																			0621	Метилбензол (349)	1,049E-05	0,708	0,0002596	2027
001		дыхательный клапан	1	8760	Технологический резервуар нефти (РВС №4)	0004	12	0,1	2,13	0,016729	35	0	0						0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0,0034563	233,096	0,11470418	2027
																			0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0,0012784	86,213	0,0424244	2027
																			0602	Бензол (64)	1,67E-05	1,126	0,00055405	2027
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	5,247E-06	0,354	0,00017413	2027
																			0621	Метилбензол (349)	1,049E-05	0,708	0,00034826	2027
001		дыхательный клапан	1	8760	Резервуар хранения нефти (РВС №5)	0005	12	0,1	2,13	0,016729	35	0	0						0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0,0034563	233,096	0,0855028	2027
																			0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0,0012784	86,213	0,031624	2027
																			0602	Бензол (64)	1,67E-05	1,126	0,000413	2027
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	5,247E-06	0,354	0,0001298	2027
																			0621	Метилбензол (349)	1,049E-05	0,708	0,0002596	2027
001		ЗРА и ФС	1	8760	Площадка 115-ти скважин	6001	2				30	0	0	4	4				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0,329693		10,5274491	2027
																			0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0,12194		3,89367423	2027
																			0602	Бензол (64)	0,0015925		0,05085022	2027
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0005005		0,0159815	2027
																			0621	Метилбензол (349)	0,001001		0,031963	2027

2028 год

Матин, Корректировка ОВВ Матин 2 рекомендуемый вариант 2028г.

Производство	Цех	Источник выделения загрязняющих веществ	Число часов работы в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выбросов на	Высота источник	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовоздушной смеси на выходе из трубы при максимально разовой нагрузке	Координаты источника на карте-схеме,м		Наименование газоочистных установок, тип и мероприятия по	Вещество, по которому производится газоочистка	Коэффициент обеспеченности газоочисткой, %	Среднеэксплуатационная степень очистки/ максимальная	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества	Год достижения ПДВ
									точ.ист, /1-го конца линейного источника /центра	2-го конца линейного источника / длина, ширина площадног								

						карт е-схем е	а выбр осов, м					площадного источника		о источника		сокращени ю выбросов			степень очистки, %					
		Наименование	Кол-во, шт.						Скор ость, м/с	Объем смеси, м3/с	Темпе-ратура смеси, оС	X1	Y1	X2	Y2						г/с	мг/нм3	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
001		дыхательный клапан	1	8760	Технологический резервуар нефти (РВС №1)	0001	12	0,1	2,13	0,016729	35	0	0							0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0,0031158	210,128	0,08057552	2028
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0,0011524	77,718	0,0298016	2028
																				0602	Бензол (64)	1,505E-05	1,015	0,0003892	2028
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	4,73E-06	0,319	0,00012232	2028
																				0621	Метилбензол (349)	9,46E-06	0,638	0,00024464	2028
001		дыхательный клапан	1	8760	Резервуар сбора нефти (РВС №2)	0002	12	0,1	2,13	0,016729	35	0	0							0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0,0031158	210,128	0,08057552	2028
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0,0011524	77,718	0,0298016	2028
																				0602	Бензол (64)	1,505E-05	1,015	0,0003892	2028
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	4,73E-06	0,319	0,00012232	2028
																				0621	Метилбензол (349)	9,46E-06	0,638	0,00024464	2028
001		дыхательный клапан	1	8760	Технологический резервуар нефти (РВС №3)	0003	12	0,1	2,13	0,016729	35	0	0							0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0,0031158	210,128	0,08057552	2028
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0,0011524	77,718	0,0298016	2028
																				0602	Бензол (64)	1,505E-05	1,015	0,0003892	2028
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	4,73E-06	0,319	0,00012232	2028
																				0621	Метилбензол (349)	9,46E-06	0,638	0,00024464	2028
001		дыхательный клапан	1	8760	Технологический резервуар нефти (РВС №4)	0004	12	0,1	2,13	0,016729	35	0	0							0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0,0031158	210,128	0,11042904	2028
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0,0011524	77,718	0,0408432	2028
																				0602	Бензол (64)	1,505E-05	1,015	0,0005334	2028
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	4,73E-06	0,319	0,00016764	2028
																				0621	Метилбензол (349)	9,46E-06	0,638	0,00033528	2028
001		дыхательный клапан	1	8760	Резервуар хранения нефти (РВС №5)	0005	12	0,1	2,13	0,016729	35	0	0							0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0,0031158	210,128	0,08057552	2028
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0,0011524	77,718	0,0298016	2028
																				0602	Бензол (64)	1,505E-05	1,015	0,0003892	2028
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	4,73E-06	0,319	0,00012232	2028
																				0621	Метилбензол (349)	9,46E-06	0,638	0,00024464	2028
001		ЗРА и ФС	1	8760	Площадка 114-ти скважин	6001	2				30	0	0	4	4					0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0,3267946		10,4346741	2028
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0,120868		3,85936054	2028
																				0602	Бензол (64)	0,0015785		0,0504021	2028
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0004961		0,01584066	2028
																				0621	Метилбензол (349)	0,0009922		0,03168132	2028

2029 год

Матин, Корректировка ОВВ Матин 2 рекомендуемый вариант 2029г.

Производство	Цех	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовоздушной смеси на выходе из трубы при максимально разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме,м				Наименование газоочистных установок, тип и мероприятия по сокращению выбросов	Вещество, по которому производится газоочистка	Коэффициент обеспеченности газоочисткой, %	Среднеэксплуатационная степень очистки/ максимальная степень очистки, %	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества			Год достижения ПДВ
												точ.ист, /1-го конца линейного источника /центра площадного источника		2-го конца линейного источника / длина, ширина площадного источника								г/с	мг/нм3	т/год	
		Наименование	Кол-во, шт.						Скорость, м/с	Объем смеси, м3/с	Темп. смеси, оС	X1	Y1	X2	Y2										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
001		дыхательный клапан	1	8760	Технологический резервуар нефти (РВС №1)	0001	12	0,1	2,13	0,016729	35	0	0							0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0,0029636	199,866	0,07688006	2029
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0,0010961	73,922	0,0284348	2029
																				0602	Бензол (64)	1,432E-05	0,965	0,00037135	2029
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	4,499E-06	0,303	0,00011671	2029
																				0621	Метилбензол (349)	8,998E-06	0,607	0,00023342	2029
001		дыхательный клапан	1	8760	Резервуар сбора нефти (РВС №2)	0002	12	0,1	2,13	0,016729	35	0	0							0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0,0029636	199,866	0,07688006	2029
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0,0010961	73,922	0,0284348	2029
																				0602	Бензол (64)	1,432E-05	0,965	0,00037135	2029
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	4,499E-06	0,303	0,00011671	2029
																				0621	Метилбензол (349)	8,998E-06	0,607	0,00023342	2029
001		дыхательный клапан	1	8760	Технологический резервуар нефти (РВС №3)	0003	12	0,1	2,13	0,016729	35	0	0							0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0,0029636	199,866	0,07688006	2029
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0,0010961	73,922	0,0284348	2029
																				0602	Бензол (64)	1,432E-05	0,965	0,00037135	2029

																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	4,499E-06	0,303	0,00011671	2029
																			0621	Метилбензол (349)	8,998E-06	0,607	0,00023342	2029
001		дыхательный клапан	1	8760	Технологический резервуар нефти (РВС №4)	0004	12	0,1	2,13	0,016729	35	0	0						0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0,0029636	199,866	0,10608144	2029
																			0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0,0010961	73,922	0,0392352	2029
																			0602	Бензол (64)	1,432E-05	0,965	0,0005124	2029
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	4,499E-06	0,303	0,00016104	2029
																			0621	Метилбензол (349)	8,998E-06	0,607	0,00032208	2029
001		дыхательный клапан	1	8760	Резервуар хранения нефти (РВС №5)	0005	12	0,1	2,13	0,016729	35	0	0						0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0,0029636	199,866	0,07688006	2029
																			0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0,0010961	73,922	0,0284348	2029
																			0602	Бензол (64)	1,432E-05	0,965	0,00037135	2029
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	4,499E-06	0,303	0,00011671	2029
																			0621	Метилбензол (349)	8,998E-06	0,607	0,00023342	2029
001		ЗРА и ФС	1	8760	Площадка 114-ти скважин	6001	2				30	0	0	4	4				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0,3267946		10,4346741	2029
																			0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0,120868		3,85936054	2029
																			0602	Бензол (64)	0,0015785		0,0504021	2029
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0004961		0,01584066	2029
																			0621	Метилбензол (349)	0,0009922		0,03168132	2029

3 – вариант

2025 год

Матин, Корректировка ОВВ Матин 3 вариант 2025г.

Производство	Цех	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовоздушной смеси на выходе из трубы при максимально разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме,м				Наименование газоочистных установок, тип и мероприятия по сокращению выбросов	Вещество, по которому производится газоочистка	Коэффициент обеспечен-ности газо-очисткой, %	Среднеэксплуатационная степень очистки/ максимальная степень очистки, %	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества			Год достижения ПДВ
												точ.ист, /1-го конца линейного источника /центра площадного источника		2-го конца линейного источника / длина, ширина площадного источника							г/с	мг/нм3	т/год	
		Наименование	Кол-во, шт.						Скорость, м/с	Объем смеси, м3/с	Темп. смеси, оС	X1	Y1	X2	Y2									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
001		дыхательный клапан	1	8760	Технологический резервуар нефти (РВС №1)	0001	12	0,1	2,13	0,016729	35	0	0						0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0,0042679	287,827	0,20680084	2025
																			0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0,0015785	106,456	0,0764872	2025
																			0602	Бензол (64)	2,062E-05	1,39	0,00049945	2025
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	6,479E-06	0,437	0,00015697	2025
																			0621	Метилбензол (349)	1,296E-05	0,874	0,00031394	2025
001		дыхательный клапан	1	8760	Резервуар сбора нефти (РВС №2)	0002	12	0,1	2,13	0,016729	35	0	0						0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0,0042679	287,827	0,20680084	2025
																			0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0,0015785	106,456	0,0764872	2025
																			0602	Бензол (64)	2,062E-05	1,39	0,00049945	2025
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	6,479E-06	0,437	0,00015697	2025
																			0621	Метилбензол (349)	1,296E-05	0,874	0,00031394	2025
001		дыхательный клапан	1	8760	Технологический резервуар нефти (РВС №3)	0003	12	0,1	2,13	0,016729	35	0	0						0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0,0042679	287,827	0,20680084	2025
																			0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0,0015785	106,456	0,0764872	2025
																			0602	Бензол (64)	2,062E-05	1,39	0,00049945	2025
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	6,479E-06	0,437	0,00015697	2025
																			0621	Метилбензол (349)	1,296E-05	0,874	0,00031394	2025
001		дыхательный клапан	1	8760	Технологический резервуар нефти (РВС №4)	0004	12	0,1	2,13	0,016729	35	0	0						0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0,0042679	287,827	0,12774698	2025
																			0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0,0015785	106,456	0,0472484	2025
																			0602	Бензол (64)	2,062E-05	1,39	0,00061705	2025
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	6,479E-06	0,437	0,00019393	2025
																			0621	Метилбензол (349)	1,296E-05	0,874	0,00038786	2025
001		дыхательный клапан	1	8760	Резервуар хранения нефти (РВС №5)	0005	12	0,1	2,13	0,016729	35	0	0						0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0,0042679	287,827	0,20680084	2025
																			0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0,0015785	106,456	0,0764872	2025
																			0602	Бензол (64)	2,062E-05	1,39	0,00049945	2025
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	6,479E-06	0,437	0,00015697	2025
																			0621	Метилбензол (349)	1,296E-05	0,874	0,00031394	2025
001		ЗРА и ФС	1	8760	Площадка 120-ти скважин	6001	2				30	0	0	4	4				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0,3434604		10,967102	2025
																			0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0,127032		4,05628394	2025
																			0602	Бензол (64)	0,001659		0,05297386	2025
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0005214		0,01664893	2025
																			0621	Метилбензол (349)	0,0010428		0,03329785	2025

2026 год

Матин, Корректировка ОВВ Матин 3 вариант 2026г.

Производство	Цех	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовоздушной смеси на выходе из трубы при максимально разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме,м				Наименование газоочистных установок, тип и мероприятия по сокращению выбросов	Вещество, по которому производится газоочистка	Коэффициент обеспеченности газоочисткой, %	Среднеэксплуатационная степень очистки/максимальная степень очистки, %	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества			Год достижения ПДВ
		Наименование	Кол-во, шт.						Скорость, м/с	Объем смеси, м3/с	Темп. смеси, оС	точ.ист, /1-го конца линейного источника /центра площадного источника X1	точ.ист, /1-го конца линейного источника /центра площадного источника Y1	2-го конца линейного источника / длина, ширина площадного источника X2	2-го конца линейного источника / длина, ширина площадного источника Y2							г/с	мг/нм3	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
001		дыхательный клапан	1	8760	Технологический резервуар нефти (РВС №1)	0001	12	0,1	2,13	0,016729	35	9695066	5307941							0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0,0038694	260,95	0,0967341	2026
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0,0014311	96,515	0,035778	2026
																				0602	Бензол (64)	1,869E-05	1,26	0,00046725	2026
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	5,874E-06	0,396	0,00014685	2026
																				0621	Метилбензол (349)	1,175E-05	0,792	0,0002937	2026
001		дыхательный клапан	1	8760	Резервуар сбора нефти (РВС №2)	0002	12	0,1	2,13	0,016729	35	9695063	5307917							0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0,0038694	260,95	0,0967341	2026
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0,0014311	96,515	0,035778	2026
																				0602	Бензол (64)	1,869E-05	1,26	0,00046725	2026
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	5,874E-06	0,396	0,00014685	2026
																				0621	Метилбензол (349)	1,175E-05	0,792	0,0002937	2026
001		дыхательный клапан	1	8760	Технологический резервуар нефти (РВС №3)	0003	12	0,1	2,13	0,016729	35	9695080	5307916							0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0,0038694	260,95	0,0967341	2026
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0,0014311	96,515	0,035778	2026
																				0602	Бензол (64)	1,869E-05	1,26	0,00046725	2026
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	5,874E-06	0,396	0,00014685	2026
																				0621	Метилбензол (349)	1,175E-05	0,792	0,0002937	2026
001		дыхательный клапан	1	8760	Технологический резервуар нефти (РВС №4)	0004	12	0,1	2,13	0,016729	35	9695088	5307939							0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0,0038694	260,95	0,123182	2026
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0,0014311	96,515	0,04556	2026
																				0602	Бензол (64)	1,869E-05	1,26	0,000595	2026
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	5,874E-06	0,396	0,000187	2026
																				0621	Метилбензол (349)	1,175E-05	0,792	0,000374	2026
001		дыхательный клапан	1	8760	Резервуар хранения нефти (РВС №5)	0005	12	0,1	2,13	0,016729	35	9695106	5307915							0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0,0038694	260,95	0,0967341	2026
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0,0014311	96,515	0,035778	2026
																				0602	Бензол (64)	1,869E-05	1,26	0,00046725	2026
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	5,874E-06	0,396	0,00014685	2026
																				0621	Метилбензол (349)	1,175E-05	0,792	0,0002937	2026
001		ЗРА и ФС	1	8760	Площадка 123-х скважин	6001	2				30	9696424	5307851	3265	4217					0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0,3521556		22,489026	2026
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0,130248		8,3177739	2026
																				0602	Бензол (64)	0,001701		0,10862764	2026
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0005346		0,03414012	2026
																				0621	Метилбензол (349)	0,0010692		0,06828023	2026

2027 год

Матин, Корректировка ОВВ Матин 3 вариант 2027г.

Производство	Цех	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовоздушной смеси на выходе из трубы при максимально разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме,м				Наименование газоочистных установок, тип и мероприятия по сокращению выбросов	Вещество, по которому производится газоочистка	Коэффициент обеспеченности газоочисткой, %	Среднеэксплуатационная степень очистки/максимальная степень очистки, %	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества			Год достижения ПДВ
		Наименование	Кол-во, шт.						Скорость, м/с	Объем смеси, м3/с	Темп. смеси, оС	точ.ист, /1-го конца линейного источника /центра площадного источника X1	точ.ист, /1-го конца линейного источника /центра площадного источника Y1	2-го конца линейного источника / длина, ширина площадного источника X2	2-го конца линейного источника / длина, ширина площадного источника Y2							г/с	мг/нм3	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
001		дыхательный клапан	1	8760	Технологический резервуар нефти (РВС №1)	0001	12	0,1	2,13	0,016729	35	0	0							0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0,0035288	237,983	0,08927072	2027
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0,0013052	88,02	0,0330176	2027
																				0602	Бензол (64)	1,705E-05	1,15	0,0004312	2027
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	5,357E-06	0,361	0,00013552	2027

																			0621	Метилбензол (349)	1,071E-05	0,723	0,00027104	2027
001		дыхательный клапан	1	8760	Резервуар сбора нефти (РВС №2)	0002	12	0,1	2,13	0,016729	35	0	0							0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0,0035288	237,983	0,08927072	2027
																			0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0,0013052	88,02	0,0330176	2027
																			0602	Бензол (64)	1,705E-05	1,15	0,0004312	2027
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	5,357E-06	0,361	0,00013552	2027
																			0621	Метилбензол (349)	1,071E-05	0,723	0,00027104	2027
001		дыхательный клапан	1	8760	Технологический резервуар нефти (РВС №3)	0003	12	0,1	2,13	0,016729	35	0	0							0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0,0035288	237,983	0,08927072	2027
																			0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0,0013052	88,02	0,0330176	2027
																			0602	Бензол (64)	1,705E-05	1,15	0,0004312	2027
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	5,357E-06	0,361	0,00013552	2027
																			0621	Метилбензол (349)	1,071E-05	0,723	0,00027104	2027
001		дыхательный клапан	1	8760	Технологический резервуар нефти (РВС №4)	0004	12	0,1	2,13	0,016729	35	0	0							0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0,0035288	237,983	0,11789242	2027
																			0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0,0013052	88,02	0,0436036	2027
																			0602	Бензол (64)	1,705E-05	1,15	0,00056945	2027
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	5,357E-06	0,361	0,00017897	2027
																			0621	Метилбензол (349)	1,071E-05	0,723	0,00035794	2027
001		дыхательный клапан	1	8760	Резервуар хранения нефти (РВС №5)	0005	12	0,1	2,13	0,016729	35	0	0							0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0,0035288	237,983	0,08927072	2027
																			0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0,0013052	88,02	0,0330176	2027
																			0602	Бензол (64)	1,705E-05	1,15	0,0004312	2027
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	5,357E-06	0,361	0,00013552	2027
																			0621	Метилбензол (349)	1,071E-05	0,723	0,00027104	2027
001		ЗРА и ФС	1	8760	Площадка 123-х скважин	6001	2				30	0	0	4	4					0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0,3521556		22,489026	2027
																			0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0,130248		8,3177739	2027
																			0602	Бензол (64)	0,001701		0,10862764	2027
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0005346		0,03414012	2027
																			0621	Метилбензол (349)	0,0010692		0,06828023	2027

2028 год

Матин, Корректировка ОВВ Матин 3 вариант 2028г.

Производство	Цех	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовоздушной смеси на выходе из трубы при максимально разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме,м				Наименование газоочистных установок, тип и мероприятия по сокращению выбросов	Вещество, по которому производится газоочистка	Коэффициент обеспеченности газоочисткой, %	Среднеэксплуатационная степень очистки/ максимальная степень очистки, %	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества			Год достижения ПДВ
		Наименование	Кол-во, шт.						Скорость, м/с	Объем смеси, м3/с	Температура смеси, оС	точ.ист, /1-го конца линейного источника /центра площадного источника		2-го конца линейного источника / длина, ширина площадного источника								г/с	мг/нм3	т/год	
												X1	Y1	X2	Y2										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
001		дыхательный клапан	1	8760	Технологический резервуар нефти (РВС №1)	0001	12	0,1	2,13	0,016729	35	0	0							0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0,0033621	226,743	0,08376376	2028
																			0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0,0012435	83,863	0,0309808	2028
																			0602	Бензол (64)	1,624E-05	1,095	0,0004046	2028
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	5,104E-06	0,344	0,00012716	2028
																			0621	Метилбензол (349)	1,021E-05	0,688	0,00025432	2028
001		дыхательный клапан	1	8760	Резервуар сбора нефти (РВС №2)	0002	12	0,1	2,13	0,016729	35	0	0							0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0,0033621	226,743	0,08376376	2028
																			0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0,0012435	83,863	0,0309808	2028
																			0602	Бензол (64)	1,624E-05	1,095	0,0004046	2028
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	5,104E-06	0,344	0,00012716	2028
																			0621	Метилбензол (349)	1,021E-05	0,688	0,00025432	2028
001		дыхательный клапан	1	8760	Технологический резервуар нефти (РВС №3)	0003	12	0,1	2,13	0,016729	35	0	0							0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0,0033621	226,743	0,08376376	2028
																			0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0,0012435	83,863	0,0309808	2028
																			0602	Бензол (64)	1,624E-05	1,095	0,0004046	2028
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	5,104E-06	0,344	0,00012716	2028
																			0621	Метилбензол (349)	1,021E-05	0,688	0,00025432	2028
001		дыхательный клапан	1	8760	Технологический резервуар нефти (РВС №4)	0004	12	0,1	2,13	0,016729	35	0	0							0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0,0033621	226,743	0,11332744	2028
																			0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0,0012435	83,863	0,0419152	2028
																			0602	Бензол (64)	1,624E-05	1,095	0,0005474	2028
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	5,104E-06	0,344	0,00017204	2028
																			0621	Метилбензол (349)	1,021E-05	0,688	0,00034408	2028
001		дыхательный клапан	1	8760	Резервуар хранения нефти (РВС №5)	0005	12	0,1	2,13	0,016729	35	0	0							0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0,0033621	226,743	0,08376376	2028
																			0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0,0012435	83,863	0,0309808	2028
																			0602	Бензол (64)	1,624E-05	1,095	0,0004046	2028
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	5,104E-06	0,344	0,00012716	2028
																			0621	Метилбензол (349)	1,021E-05	0,688	0,00025432	2028
001		ЗРА и ФС	1	8760	Площадка 123-х скважин	6001	2				30	0	0	4	4					0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0,3521556		22,489026	2028
																			0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0,130248		8,3177739	2028
																			0602	Бензол (64)	0,001701		0,10862764	2028

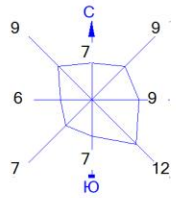
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0005346		0,03414012	2028
																			0621	Метилбензол (349)	0,0010692		0,06828023	2028

2029 год

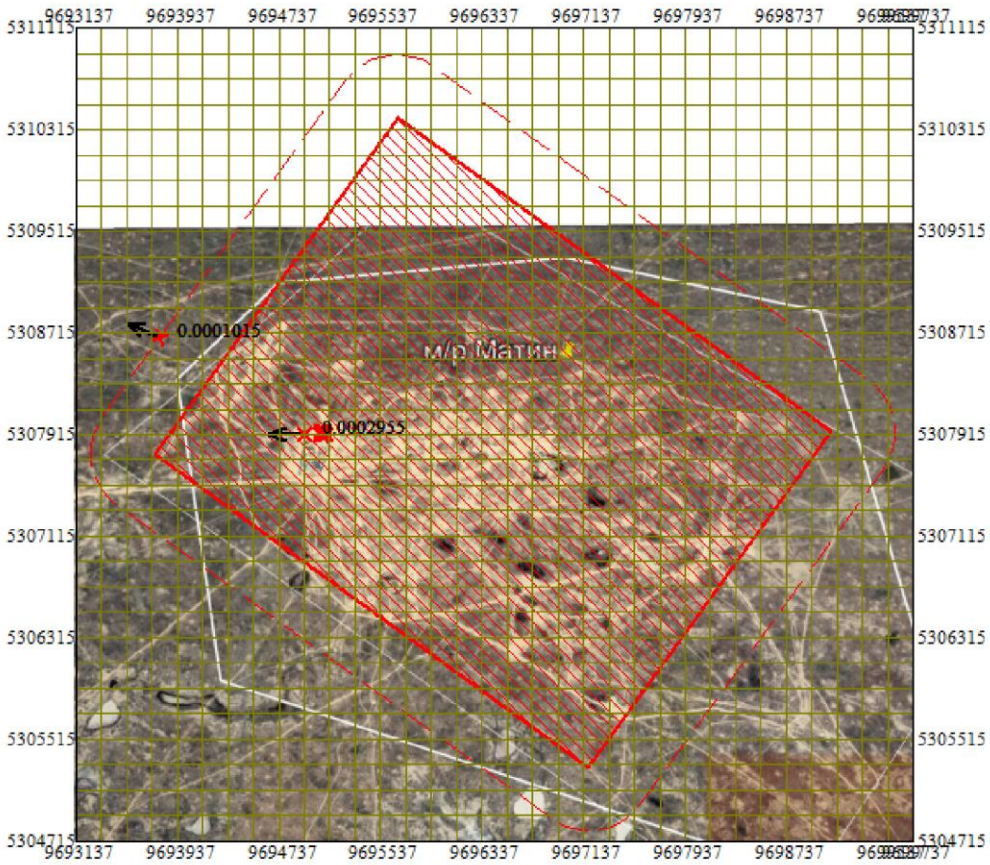
Матин, Корректировка ОВВ Матин 3 вариант 2029г.

Производство	Цех	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовоздушной смеси на выходе из трубы при максимально разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме,м				Наименование газоочистных установок, тип и мероприятия по сокращению выбросов	Вещество, по которому производится газоочистка	Коэффициент обеспеченности газоочисткой, %	Среднеэксплуатационная степень очистки/ максимальная степень очистки, %	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества			Год достижения ПДВ
												точ.ист, /1-го конца линейного источника /центра площадного источника		2-го конца линейного источника / длина, ширина площадного источника											
		Наименование	Кол-во, шт.						Скорость, м/с	Объем смеси, м3/с	Темп. смеси, оС	X1	Y1	X2	Y2							г/с	мг/нм3	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
001		дыхательный клапан	1	8760	Технологический резервуар нефти (РВС №1)	0001	12	0,1	2,13	0,016729	35	0	0							0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0,0031955	215,504	0,07869156	2029
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0,0011819	79,706	0,0291048	2029
																				0602	Бензол (64)	1,544E-05	1,041	0,0003801	2029
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	4,851E-06	0,327	0,00011946	2029
																				0621	Метилбензол (349)	9,702E-06	0,654	0,00023892	2029
001		дыхательный клапан	1	8760	Резервуар сбора нефти (РВС №2)	0002	12	0,1	2,13	0,016729	35	0	0							0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0,0031955	215,504	0,07869156	2029
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0,0011819	79,706	0,0291048	2029
																				0602	Бензол (64)	1,544E-05	1,041	0,0003801	2029
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	4,851E-06	0,327	0,00011946	2029
																				0621	Метилбензол (349)	9,702E-06	0,654	0,00023892	2029
001		дыхательный клапан	1	8760	Технологический резервуар нефти (РВС №3)	0003	12	0,1	2,13	0,016729	35	0	0							0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0,0031955	215,504	0,07869156	2029
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0,0011819	79,706	0,0291048	2029
																				0602	Бензол (64)	1,544E-05	1,041	0,0003801	2029
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	4,851E-06	0,327	0,00011946	2029
																				0621	Метилбензол (349)	9,702E-06	0,654	0,00023892	2029
001		дыхательный клапан	1	8760	Технологический резервуар нефти (РВС №4)	0004	12	0,1	2,13	0,016729	35	0	0							0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0,0031955	215,504	0,10883492	2029
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0,0011819	79,706	0,0402536	2029
																				0602	Бензол (64)	1,544E-05	1,041	0,0005257	2029
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	4,851E-06	0,327	0,00016522	2029
																				0621	Метилбензол (349)	9,702E-06	0,654	0,00033044	2029
001		дыхательный клапан	1	8760	Резервуар хранения нефти (РВС №5)	0005	12	0,1	2,13	0,016729	35	0	0							0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0,0031955	215,504	0,07869156	2029
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0,0011819	79,706	0,0291048	2029
																				0602	Бензол (64)	1,544E-05	1,041	0,0003801	2029
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	4,851E-06	0,327	0,00011946	2029
																				0621	Метилбензол (349)	9,702E-06	0,654	0,00023892	2029
001		ЗРА и ФС	1	8760	Площадка 123-х скважин	6001	2				30	0	0	4	4					0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0,3521556		22,489026	2029
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0,130248		8,3177739	2029
																				0602	Бензол (64)	0,001701		0,10862764	2029
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0005346		0,03414012	2029
																				0621	Метилбензол (349)	0,0010692		0,06828023	2029

ПРИЛОЖЕНИЕ 3 – РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ РАССЕИВАНИЯ ЗЯГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРНОМ ВОЗДУХЕ В ВИДЕ КАРТ-СХЕМ ИЗОЛИНИЙ



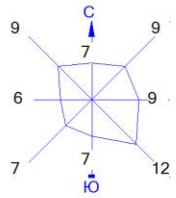
Город : 022 Матин
Объект : 0003 Корректировка ОВВ Матин___3 вариант___2026г.____РАСЧ. РАСС. Вар.№ 7
ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)



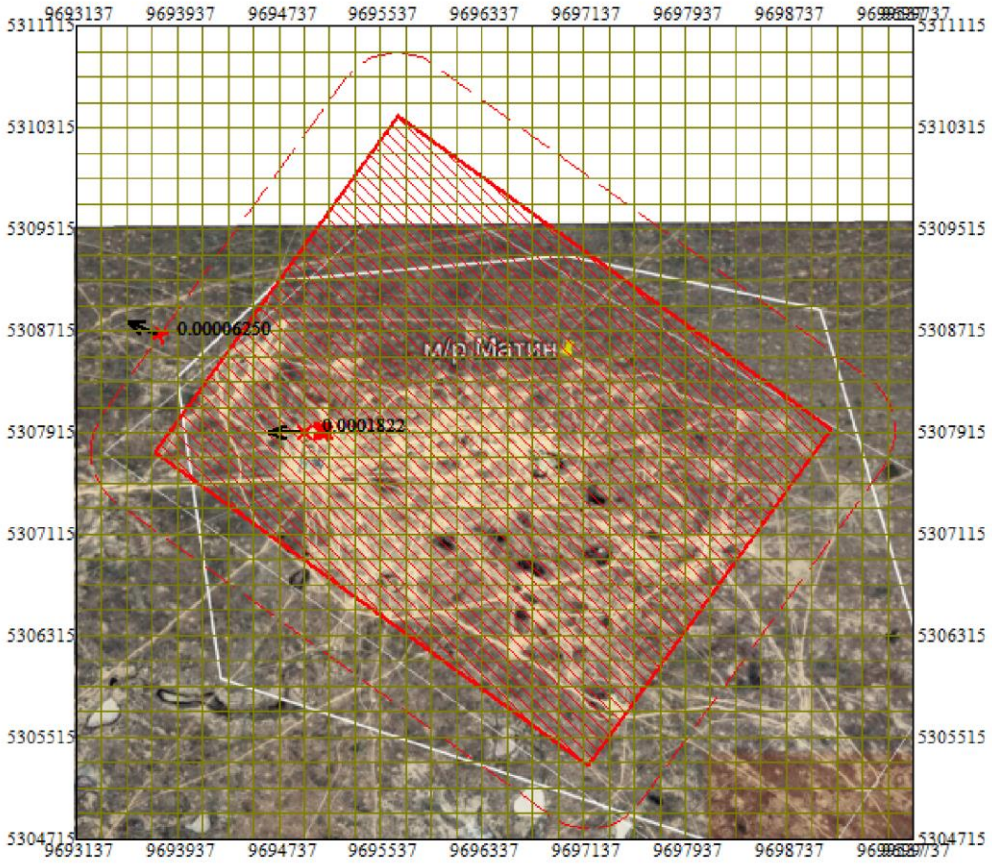
Условные обозначения:
Санитарно-защитные зоны, группа N 01
Максим. значение концентрации
Расч. прямоугольник N 01
Сетка для РП N 01

0 471 1413м.
Масштаб 1:47100

Макс концентрация 0.0002955 ПДК достигается в точке x= 9694937 y= 5307915
При опасном направлении 89° и опасной скорости ветра 0.55 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 6600 м, высота 6400 м,
шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 34*33
Расчёт на существующее положение.



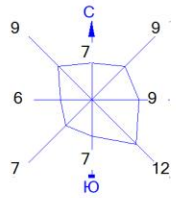
Город : 022 Матин
Объект : 0003 Корректировка ОВВ Матин___3 вариант___2026г.____РАСЧ. РАСС. Вар.№ 7
ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
0416 Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)



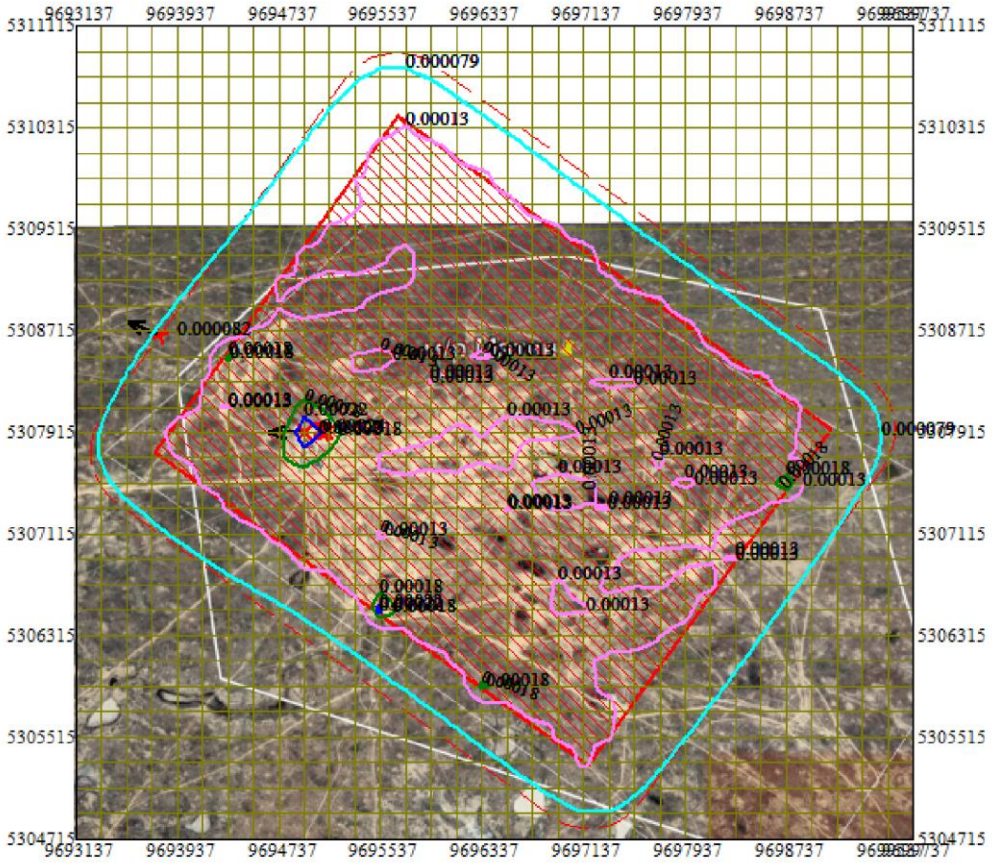
Условные обозначения:
Санитарно-защитные зоны, группа N 01
Максим. значение концентрации
Расч. прямоугольник N 01
Сетка для РП N 01

0 471 1413м.
Масштаб 1:47100

Макс концентрация 0.0001822 ПДК достигается в точке x= 9694937 y= 5307915
При опасном направлении 89° и опасной скорости ветра 0.55 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 6600 м, высота 6400 м,
шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 34*33
Расчёт на существующее положение.



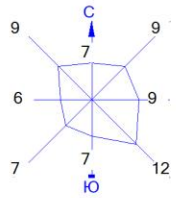
Город : 022 Матин
Объект : 0003 Корректировка ОВВ Матин___3 вариант___2026г.____РАСЧ. РАСС. Вар.№ 7
ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
0602 Бензол (64)



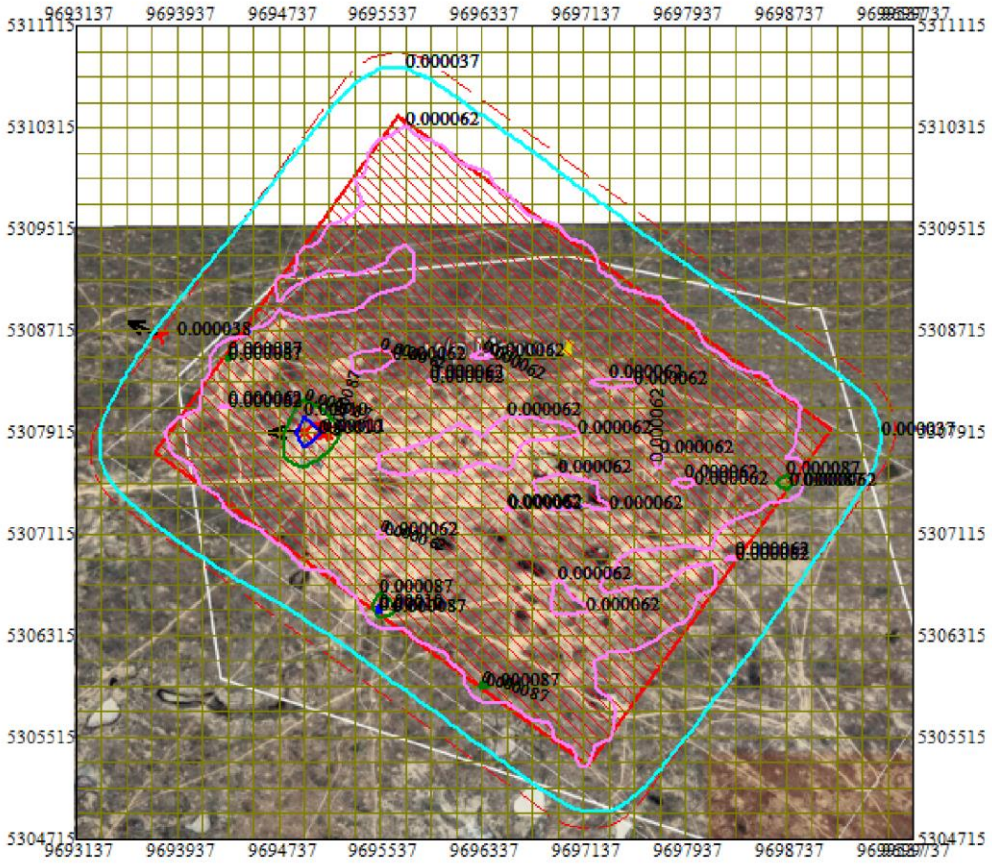
Условные обозначения:
Санитарно-защитные зоны, группа N 01
Максим. значение концентрации
Расч. прямоугольник N 01
Сетка для РП N 01

0 471 1413м.
Масштаб 1:47100

Макс концентрация 0.0002379 ПДК достигается в точке x= 9694937 y= 5307915
При опасном направлении 89° и опасной скорости ветра 0.55 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 6600 м, высота 6400 м,
шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 34*33
Расчёт на существующее положение.



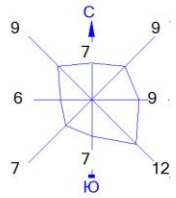
Город : 022 Матин
Объект : 0003 Корректировка ОВВ Матин___3 вариант___2026г.____РАСЧ. РАСС. Вар.№ 7
ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)



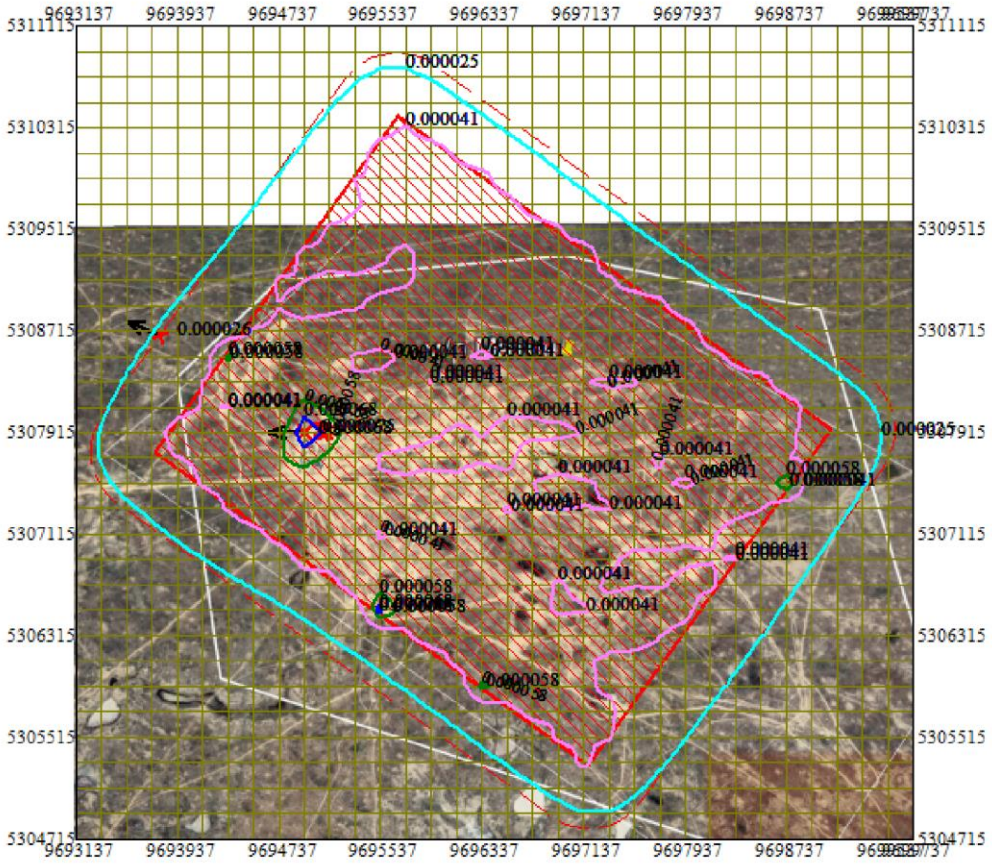
Условные обозначения:
Санитарно-защитные зоны, группа N 01
Максим. значение концентрации
Расч. прямоугольник N 01
Сетка для РП N 01

0 471 1413м.
Масштаб 1:47100

Макс концентрация 0.0001122 ПДК достигается в точке x= 9694937 y= 5307915
При опасном направлении 89° и опасной скорости ветра 0.55 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 6600 м, высота 6400 м,
шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 34*33
Расчёт на существующее положение.



Город : 022 Матин
Объект : 0003 Корректировка ОВВ Матин___3 вариант___2026г.____РАСЧ. РАСС. Вар.№ 7
ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
0621 Метилбензол (349)

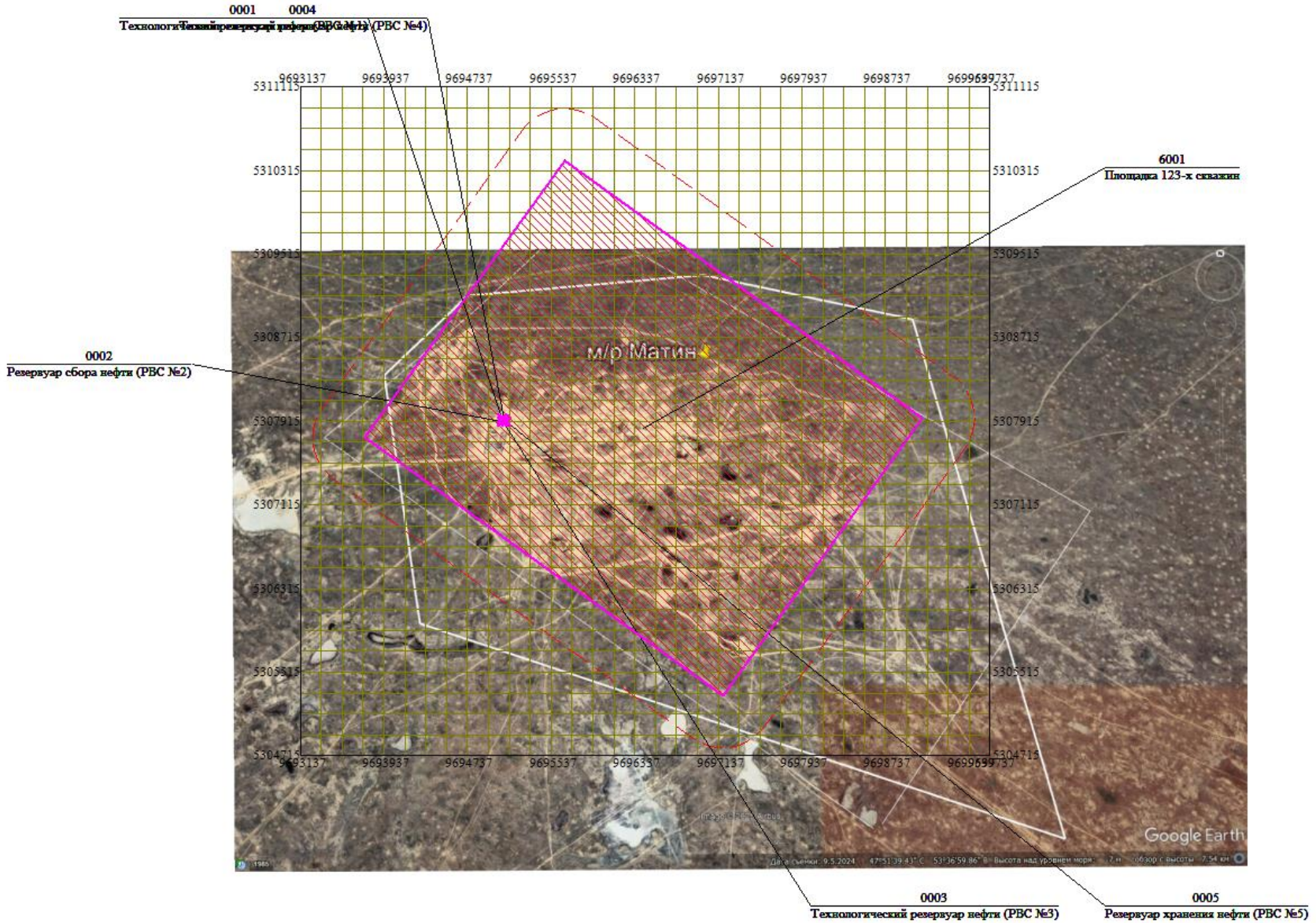


Условные обозначения:
Санитарно-защитные зоны, группа N 01
Максим. значение концентрации
Расч. прямоугольник N 01
Сетка для РП N 01

0 471 1413м.
Масштаб 1:47100

Макс концентрация 7.48E-5 ПДК достигается в точке x= 9694937 y= 5307915
При опасном направлении 89° и опасной скорости ветра 0.55 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 6600 м, высота 6400 м,
шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 34*33
Расчёт на существующее положение.

ПРИЛОЖЕНИЕ 4 – КАРТА-СХЕМА РАЗМЕЩЕНИЯ ИСТОЧНИКОВ ВЫБРОСОВ



ПРИЛОЖЕНИЕ 5 - Фоновая справка с РГП «Казгидромет» за 2023 год

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ
ЭКОЛОГИЯ ЖӘНЕ ТАБИҒИ
РЕСУРСТАР МИНИСТРЛІГІ
«Қазгидромет» шаруашылық жүргізу
құқығындағы Республикалық
мемлекеттік кәсіпорнының
Атырау облысы бойынша филиалы

МИНИСТЕРСТВО ЭКОЛОГИИ
И ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН
Филиал Республиканского
государственного предприятия на
праве хозяйственного ведения
«Казгидромет» по Атырауской области

060011, Атырау қаласы, Т.Бигельдинов көшесі 10А
тел./факс: 8/7122/ 52-20-96
e-mail:info_atr@meteo.kz

060011, город Атырау, ул. Т.Бигельдинова 10А
тел./факс: 8/7122/ 52-20-96
e-mail:info_atr@meteo.kz

24-05-5/516
AF396ED392DA4A05
06.09.2024

Первому заместителю
генерального директора
АО «Матен Петролеум»
Исаеву Т.М.

Филиал РГП «Казгидромет» по Атырауской области на Ваш запрос от 02.09.2024г. за №910 предоставляет метеорологическую информацию за 2023г. по данным наблюдениям МС Сагиз Кзылкогинского района Атырауской области.

Приложение: 2 листа.

Директор филиала **Туленов С.Д.**

Исп.: Корнева В.
Нуржанова А.
т-фон 8(7122)52-21-91
https://seddoc.kazhydromet.kz/PLDYTT

Издатель ЭЦП - ҰЛТТЫҚ КУӘЛАНДЫРУШЫ ОРТАЛЫҚ (GOST), ТУЛЕНОВ САЛАВАТ, Филиал Республиканского государственного предприятия на праве хозяйственного ведения «Казгидромет» Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан по Атырауской области, BIN120841016202

24-05-5/516
AF396ED392DA4A05
06.09.2024

Приложение-1

Метеорологическая информация за 2023г. по данным наблюдениям МС Сагиз Кзылкогинского района Атырауской области

1.	Среднемесячная максимальная температура воздуха самого жаркого месяца, в °С июль	+34,0
2.	Среднемесячная минимальная температура воздуха самого холодного месяца, в °С январь	-13,2

3. Средняя месячная и годовая температура воздуха в °С

I	II	III	IY	Y	YI	YII	YIII	IX	X	XI	XII	Год
-8,9	-7,0	6,1	13,8	20,4	24,7	27,3	25,4	16,8	9,2	4,6	-3,7	10,7

4. Количество осадков мм, по месяцам и за год.

I	II	III	IY	Y	YI	YII	YIII	IX	X	XI	XII	Год
7,1	19,2	8,1	16,6	9,1	12,9	16,4	13,9	8,2	61,5	16,0	34,7	223,7

5. Влажность воздуха в %.

I	II	III	IY	Y	YI	YII	YIII	IX	X	XI	XII	Год
73	83	67	44	38	31	40	35	53	72	81	79	58

6. Среднемесячная и годовая скорость ветра м/сек.

I	II	III	IY	Y	YI	YII	YIII	IX	X	XI	XII	Год
3,8	4,8	5,0	4,9	5,0	4,5	4,3	4,0	3,0	5,1	5,4	5,9	4,6

Приложение-2

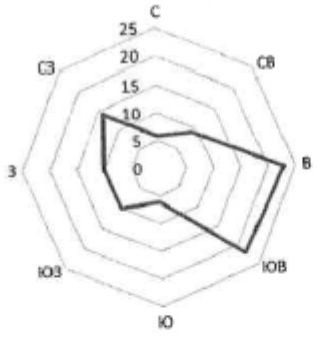
7. Среднегодовая повторяемость скорости ветра, по градациям %

Градация, скорость ветра	0-1	2-3	4-5	6-7	8-9	10-11	12-13	14-15	16-17	18-20
Повторяемость	11	91	64	39	23	10	4	0,3	2	0,3

8. Средняя повторяемость направлений ветра и штилей, %:

С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	Штиль
6	9	23	22	6	10	10	14	0

9. Роза ветров.



https://seddoc.kazhydromet.kz/PLDYTT

Издатель ЭЦП - ҰЛТТЫҚ КУӘЛАНДЫРУШЫ ОРТАЛЫҚ (GOST), ТУЛЕНОВ САЛАВАТ, Филиал Республиканского государственного предприятия на праве хозяйственного ведения «Казгидромет» Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан по Атырауской области, BIN120841016202

ПРИЛОЖЕНИЕ 6 – Меморандум на озеленение

Ынтымақтастық туралы меморандум

Миялы ауылы «15» Наурыз **2024 жыл**

Біз төменде қол қоюшылар:

"Қызылқоға ауданы әкімдігі" ММ атынан, Атырау облысы Қызылқоға ауданының әкімі Қ.Қ.Әзмұханов (бұдан әрі - 1-Тарап), екінші жағынан "Мәтен Петролеум" АҚ атынан, Жарғы негізінде әрекет ететін бас директор Tian Kejian (бұдан әрі – 2-тарап), бұдан әрі өзара ынтымақтастыққа ұмтылатын Тараптар, ҚР Денсаулық сақтау министрінің міндетін атқарушының "Адамның тіршілік ету ортасы мен денсаулығына әсер ету объектілері болып табылатын объектілердің санитариялық-қорғау аймақтарына қойылатын санитариялық-эпидемиологиялық талаптар" санитарлық қағидаларын бекіту туралы" (бұдан әрі-бұйрық) 11.01.2022 жылғы № ҚР ДСМ-2 бұйрығына сәйкес төмендегілер туралы осы ынтымақтастық туралы меморандумды (бұдан әрі - Меморандум) жасақтады:

1. Меморандумның мәні.

1.1. Осы Меморандумның мақсаты 2-Тараптың 1-Тарап берген Атырау облысы Қызылқоға ауданының аумағы Мұқыр ауылыдағы жер учаскелерін көгалдандыру мәселесі бойынша Тараптардың өзара ынтымақтастығы болып табылады: ***Ж.Кенжебаев көшесінің учаскесі (0,7 га), 6 ауылдағы балалар ойын алаңының маңы (0,5 га), М.Зулханов көшесінің учаскесі (0,4 га), Ғ.Сланов көшесінің учаскесі (0,4 га), БАРЛЫҒЫ-2 га***

1.2. 2024 жыл 1000 (мың) дана тал отырғызу және меморандум мерзімі аяқталғанға дейін суару мен күту жұмыстарын жүргізу. Ағаштардың өсу деңгейі егілген саннан сексен пайыздан кем болмауы керек.

1.3. Ынтымақтастық теңдік, өзара түсіністік негізінде жүзеге асырылатын болады.

1.4. Меморандумның қолданылу мерзімі 4 (төрт) жыл, 2024 жылғы 4 қаңтардан 2028 жылғы 31 желтоқсанға дейін.

2. Тараптардың өзара әріптестігі.

2.1. Осы Меморандум шеңберінде тараптар Бұйрықты қоса алғанда, ҚР қолданыстағы заңнамасын басшылыққа алады және теңдік, ашықтық және парасаттылық қағидаттарында өзара әріптестікті жүзеге асырады.

2.2. Осы Меморандумға қол қою:

1) Тараптарға осы Меморандумда және оған қатысты Тараптардың жазбаша келісімдерінде тікелей көзделген міндеттемелерден басқа, бір-біріне қатысты қандай да бір қаржылық және өзге де міндеттемелер жүктемейді;

2) өзінің өндірістік-шаруашылық қызметін жүзеге асыруда Тараптардың дербестігіне шектеулер қойылмайды;

3) Тараптардың басқа ынтымақтастықтар мен бірлестіктерге қатысуына шектеулер қойылмайды.

2.3. 1-Тарап 2-Тарапқа Атырау облысы, Қызылқоға ауданы, Мұқыр ауылында құнарлы топырағы бар аумақты береді, онда 2-Тарап жасыл желектерді отырғызу жұмыстарын жүргізеді.

2.4. 2-тарап Меморандумның қолданылу кезеңі ішінде, атап айтқанда 2026 жылғы 31 желтоқсанға дейін көгалдандыру жұмыстарын қамтамасыз етеді.

2.5. 1-Тараптың келісімінсіз 2-Тараптың жұмыстарды орындауға үшінші тұлғаларды тартуға құқығы жоқ.
2.6. 1-Тарап 2-Тарапты жасыл екпелерді суару үшін сумен қамтамасыз етеді
2.7. Осы Меморандумның мерзімі өткеннен кейін 2-Тарап тапсырады, 1-Тарап 2-Тараптан жер учаскесін көшеттермен (ағаштармен) қабылдайды және оларды суару мен күту бойынша жауапкершілік 1-Тарапқа өтеді.

3. Қорытынды.

3.1. Осы Меморандумға енгізілген кез келген өзгерістер мен толықтырулар жазбаша түрде жасалуы және тараптардың қолдары қойылуы тиіс.
3.2. Тараптардың әрқайсысы осы Меморандум бойынша өз міндеттемелерін орындау процесінде ҚР заңнамасын зерттеу бойынша дербес жауапты болады. Меморандум шарттарын орындау кезінде Тараптар арасында туындауы мүмкін барлық даулар мен келіспеушіліктер өзара кеңес берулер мен келіссөздер жолымен шешілуі тиіс.
3.3. Осы Меморандум 1.3-тармақта көрсетілген мерзімге жасалады. Меморандумға Қызылқоға ауданында екі данада қол қойылды, олардың заңды күші бірдей, Тараптардың әрқайсысы үшін бір данадан жасақталды.

4. Тараптардың атауы және қолдары.

1-Тарап
"Қызылқоға ауданы әкімінің аппараты" мемлекеттік мекемесі
Қызылқоға ауданы, Миялы ауылы, А.Құнанбаев көшесі, 4 ғимарат

Аудан әкімі

Әзіңханов Қанат Қадыржанұлы

2-Тарап
«Мәтен Петролеум» АҚ
060011, Атырау қ., Бақтыгерей Құлманов к-сі, 105
Тел. 8 (7122) 76-66-66,
Факс 8 (7122) 20-21-91
СТН 600700636671
БСН 100940002277
ЖСК KZ059130019232210KZT
"Қазақстандағы Қытай Банкі" ЕБ АҚ-да БСК BKCHKZKA

Бас директор

Tian Kejian

ПРИЛОЖЕНИЕ 7 – КОПИЯ КОНТРАКТА НА ОСУЩЕСТВЛЕНИЕ ДОБЫЧИ НЕФТЕГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ МАТИН В ПРЕДЕЛАХ БЛОКА XXIV-15-A (ЧАСТИЧНО), B (ЧАСТИЧНО), РАСПОЛОЖЕННОГО НА ТЕРРИТОРИИ КЫЗЫЛКУГИНСКОГО РАЙОНА АТЫРАУСКОЙ ОБЛАСТИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Государственный регистрационный
№4847-УВС от «16» сентября 2020 г.

ДОПОЛНЕНИЕ № 12

К КОНТРАКТУ № 41 от 02 июля 1996 года

на осуществление добычи нефтегазового месторождения Матин в пределах блока XXIV-15-A (частично), B (частично), расположенного натерритории Кызылкугинского районы Атырауской области Республики Казахстан

между

Министерством энергетики Республики Казахстан
(Компетентный орган)

и

Акционерным обществом «Матен Петролеум»
(Недропользователь)

Нур-Султан, 2020 год

2

Настоящее Дополнение №12 к Контракту №41 от 02 июля 1996 года на осуществление добычи нефтегазового месторождения Матин в пределах блока XXIV-15-A (частично), B (частично), расположенного натерритории Кызылкугинского районы Атырауской области Республики Казахстан (далее Контракт №41) подписано "16" сентября 2020 года между Министерством энергетики Республики Казахстан (Компетентный орган) и Акционерное общество «Матен Петролеум» («Недропользователь»), далее совместно именуемые «Стороны».

ПРЕАМБУЛА

Принимая во внимание, что:

- Недропользователь, являясь стороной Контракта №41 от 02 июля 1996 года на осуществление добычи нефтегазового месторождения Матин в пределах блока XXIV-15-A (частично), B (частично), расположенного на территории Кызылкугинского районы Атырауской области Республики Казахстан обратился в Компетентный орган с заявлением о продлении периода добычи на 23 (двадцать три) года (письмо исх. №167 от 17.02.2020 года);

- в соответствии пунктом 10 статьи 120 Кодекса РК «О недрах и недропользовании» (далее – Кодекс), в случае, если контракт не соответствует типовому контракту на разведку и добычу или добычу углеводородов, утверждаемому компетентным органом, при продлении периода добычи между недропользователем и компетентным органом в течение двух месяцев со дня принятия решения о продлении заключается контракт на добычу углеводородов в новой редакции, разработанный в соответствии с типовым контрактом на добычу углеводородов;

- согласно части 9 пункта 35 статьи 278 Кодекса, изложение Контракта №41 в новой редакции не является основанием освобождения недропользователя от ответственности за нарушение законодательства Республики Казахстан, допущенное в период действия контракта на недропользование, в рамках которого недропользователем осуществлялась деятельность по добыче углеводородов;

- изложение Контракта №41 в новой редакции не является основанием освобождения недропользователя за неисполнение инвестиционных и других обязательств по Контракту, допущенных в период действия Контракта, в рамках которого Недропользователем осуществлялась деятельность по оценке, обустройству и добыче углеводородов;

- Центральная комиссия по разведке и разработке месторождений углеводородов Республики Казахстан на основании согласования «Государственной экспертизы базовых проектных документов и анализов разработки» выдала положительное заключение по проектным документам: «Проект разработки нефтегазового месторождения «Матин» по состоянию на 01.04.2019» (Протокол заседания ЦКРР месторождений углеводородов РК № 13/24 от 12-13 сентября 2019 года).

- Компетентным органом принято решение: разрешить Акционерное общество «Матен Петролеум» продлить период добычи по Контракту на 23 (двадцать три) года до 31 декабря 2043 года (письмо исх. №04-11/251-И от 07.04.2020 года).

На основании изложенного, Компетентный орган и Недропользователь договорились о нижеследующем:

I. Контракт №41 от 02 июля 1996 года на осуществление добычи нефтегазового месторождения Матин в пределах блока XXIV-15-A (частично), B (частично), расположенного на территории Кызылкугинского районы Атырауской области Республики Казахстан излагается в соответствии с Типовым контрактом на добычу углеводородов, утвержденным приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 11 июня 2018 года № 233 в новой редакции:

2

Содержание

ПРЕАМБУЛА.....2
Глава 1. Предмет Контракта.....4
Глава 2. Срок действия контракта.....4
Глава 3. Границы участка недр.....4
Глава 4. Права Компетентного органа.....4
лава 5. Обязанности Компетентного органа.....5
Глава 6. Права Недропользователя.....5
Глава 7. Обязанности Недропользователя.....6
Глава 8. Условия проведения операций по недропользованию.....99
Глава 9. Контроль за соблюдением Недропользователем условий Контракта.....155
Глава 10. Ответственность Недропользователя.....155
Глава 11. Непреодолимая сила.....18
Глава 12. Конфиденциальность.....18
Глава 13. Порядок разрешения споров.....19
Глава 14. Изменение и прекращение действия контракта.....19
Глава 15. Заключительные положения.....190
Приложение 1 к Контракту на добычу углеводородов (горный отвод от декабря 2011 года).
Приложение 2 к Контракту на добычу углеводородов (программа работ)

Преамбула

Принимая во внимание, что:

1) в соответствии с Конституцией Республики Казахстан недра находятся в государственной собственности;

2) Республика Казахстан предоставляет участок недр в пользование на основаниях, условиях и в пределах, предусмотренных Кодексом Республики Казахстан "О недрах и недропользовании" (далее – Кодекс);

3) недропользователь имеет намерение, финансовые и технические возможности рационально и эффективно проводить добычу углеводородов на участке недр;

4) Правительство Республики Казахстан определило компетентный орган и наделило его правом на заключение и исполнение Контракта;

5) пользование недрами осуществляется в порядке, на условиях и в пределах, установленных Кодексом;

6) Контракт на недропользование является договором, содержание, порядок заключения, исполнения и прекращения которого определяются Кодексом;

7) Компетентный орган и недропользователь договорились о том, что Контракт будет регулировать их взаимные права и обязанности при добыче углеводородов,

Компетентный орган и недропользователь договариваются о нижеследующем:

3

Глава 1. Предмет Контракта

1. Республика Казахстан в лице Компетентного органа предоставляет на установленный Контрактом срок Недропользователю право недропользования, а Недропользователь обязуется за свой счет и на свой риск осуществлять недропользование в соответствии с условиями Контракта и Кодексом.

2. Право недропользования на участке недр возникает с даты вступления в силу Контракта.

3. При условии соблюдения Недропользователем положений, предусмотренных законодательством Республики Казахстан о недрах и недропользовании и Контракта, Недропользователь вправе на участке недр осуществлять добычу углеводородов.

Глава 2. Срок действия контракта

4. Срок действия Контракта, указанный в пункте 5 Контракта, определяется последовательно закрепленным в нем периодом добычи.

5. Срок действия Контракта №41 от 02 июля 1996 года на осуществление разработки нефтегазового месторождения Матин продлевается на 23 (двадцать три) года и истекает «31» декабря 2043 года.

6. Срок действия Контракта, указанный в пункте 5 Контракта, может быть продлен в случае закрепления периода добычи посредством заключения Сторонами дополнения к Контракту в случаях, порядке и на условиях, установленных Кодексом на дату заключения Контракта.

7. Срок действия Контракта, указанный в пункте 5 Контракта, может быть продлен посредством заключения Сторонами дополнения к Контракту или его изложения в новой редакции в случае продления периода добычи по участку недр в порядке и на условиях, установленных Кодексом на дату такого продления.

8. В случае если период добычи углеводородов в рамках Контракта установлен на срок не менее двадцати лет, то при продлении периода добычи условия Контракта подлежат приведению в соответствие с законодательством Республики Казахстан, действующим на дату такого продления.

9. Контракт вступает в силу с даты его регистрации в компетентном органе.

10. Срок продления исчисляется со дня регистрации соответствующего дополнения, если сторонами не согласован иной срок.

Глава 3. Границы участка недр

11. Пространственные границы участка недр, на котором Недропользователь вправе проводить операции по добыче углеводородов в соответствии с Контрактом, устанавливаются в приложение №1 к настоящему Контракту, являющимся его неотъемлемой частью.

112. Контракт составлен на казахском и русском языках, по одному экземпляру на казахском и русском языках для каждой из сторон. Все экземпляры идентичны.

113. По соглашению Сторон текст Контракта может быть также переведен на иной язык.

114. Стороны договариваются, что казахский и (или) русский языки будут использоваться как языки общения.

115. Техническая документация и информация относительно проведения операций по недропользованию по Контракту составляются на казахском и (или) русском языке.

116. Стороны извещаются посредством уведомлений, составляемых в письменной форме, и (или) публикаций в периодических печатных изданиях, распространяемых на всей территории Республики Казахстан, а также посредством размещения на интернет-ресурсе соответствующего государственного органа на казахском и русском языках.

117. При изменении почтового адреса по Контракту каждая из Сторон обязана представить письменное уведомление другой Стороне в течение семи дней. Сторона, не исполнившая требование, предусмотренное настоящим пунктом, утрачивает право ссылаться на неполучение уведомлений от другой Стороны.

118. Все приложения к Контракту рассматриваются как его неотъемлемые части. При наличии каких-либо расхождений между положениями приложений и самим Контрактом, положения Контракта имеют преимущественную силу.

119. Определения и термины, используемые в Контракте, имеют значения, определенные для них в Кодексе и (или) в соответствующих нормативных правовых актах.

120. Отношения Сторон, их права и обязанности, не урегулированные Контрактом, регулируются законодательством Республики Казахстан.

121. РЕКВИЗИТЫ СТОРОН:

Компетентный орган:
Министерство энергетики
Республики Казахстан
РК, г. Нур-Султан
Проспект Кабанбай Батыра 19

Недропользователь:
АО «Матен Петролеум»
РК, г.Атырау, улица Кулманова 105

II. Стороны договорились, что посредством изложения Контракта №41 в новой редакции в соответствии с Типовым контрактом на добычу углеводородов, недропользователь переходит на условия недропользования, предусмотренные Кодексом, с момента государственной регистрации настоящего Дополнения №12.

III. Пространственные границы участка недр, на котором недропользователь вправе проводить операции по добыче углеводородов, установлены в горном отводе, выданном Министерством Индустрии новых технологии Комитет геологии и недропользования РГИ «Казгеоинформ» от декабря 2011 года, являющийся Приложением №1 к Контракту (Горный отвод от декабря 2011 года).

IV. Настоящее Дополнение №12 является неотъемлемой частью Контракта.

V. Настоящее Дополнение №12 к Контракту составлено в 3-х экземплярах на государственном и русском языках. В случае противоречий, разночтений и иных несоответствий между версиями настоящего Дополнения № 12 на государственном и русском языках, подлежит применению версия на русском языке.

20

VI. Настоящее Дополнение №12 к Контракту подписано "16" сентября 2020 года в городе Нур-Султан Республика Казахстан, уполномоченными представителями Сторон и вступает в силу с момента его государственной регистрации в Компетентном органе.

Министерство энергетики Республики Казахстан

Ж.Г. Карагаев

Вице-министр энергетики Республики Казахстан

АО «Матен Петролеум»

Xiao Huanqin

Генеральный директор

ПРИЛОЖЕНИЕ 8 – КОПИИ ДОГОВОРОВ ПЕРЕДАЧИ ОТХОДОВ НА УТИЛИЗАЦИЮ

ҚЫЗМЕТ КӨРСЕТУ ШАРТЫ № 18 -МП/2024	ДОГОВОР № 18 -МП/2024 НА ОКАЗАНИЕ УСЛУГ
Атырау қ. « 15 » Қаңтар 2024 ж. «Мәтен Петролеум» АҚ атынан Жарғы негізінде іс-қимыл жасайтын бас директор Tian Kejian, бұдан әрі «Тапсырысшы» деп аталатын, негізінде іс-қимыл жасайтын **директор Таганов А.Ш.** тұрғысында бұдан әрі «Орындаушы» деп аталатын **ТОО «ECSAD» ЖСШ** екінші жағынан, бірге Тараптар деп аталатын,қызмет көрсету бойынша төмендегілер туралы осы шартты (бұдан әрі мәтін бойынша – Шарт) жасақтады:	г.Атырау « 15 » января 2024 г. АО «Матен Петролеум», именуемое в дальнейшем «Заказчик», в лице Генерального директора Tian Kejian, действующего на основании Устава с одной стороны и **ТОО «ECSAD»** в лице **Директора Таганов А.Ш.,** именуемый в дальнейшем «Исполнитель», с другой стороны, вместе именуемые Стороны, заключили настоящий Договор оказания услуг (далее по тексту – Договор) о нижеследующем:
1. ШАРТТЫҢ МӘНІ 1.1. Орындаушы өзіне осы Шартта және Шарттың ажырамас бөлігі болып табылатын оған Қосымшаларда белгіленген мерзімдерде, тиісті сапада және талаптарда **Мұнай кәсіпшілігі жабдықтарын жөндеу кезінде мұнай шламын шығару және кәдеге жарату м/р Кара Арна, м-р В.Кокарна, м-р Матин, Каратон МӨС** (бұдан әрі – Қызмет көрсету) жөнінде міндеттеме қабылдайды, ал Тапсырыс беруші Орындаушының осы Шарт бойынша өзінің міндеттемелерін тиісінше орындауы шартымен Қызмет көрсетулерді қабылдап алуға және құнын төлеуге міндеттенеді. 1.2. Тараптар, Шарт бойынша өндірістік жұмыстар Жоспарын Тапсырыс берушімен келісілген күннен бастап, Орындаушы жұмысты орындауды бастауына келісім береді.	**1. ПРЕДМЕТ ДОГОВОРА** 1.1. Исполнитель принимает на себя обязательства по оказанию услуг **Вывоз и утилизация нефтешлама при ремонте нефтепромысловых оборудований на м-р Кара Арна, м-р В.Кокарна, м-р Матин, НПС Каратон** (далее - Услуги), надлежащего качества, в сроки, и на условиях, установленных в настоящем Договоре и Приложениях к нему, являющихся неотъемлемыми частями Договора, а Заказчик обязуется принять и оплатить стоимость Услуг при условии надлежащего исполнения Исполнителем своих обязательств по Договору. 1.2. Стороны соглашаются, что Исполнитель приступит к исполнению услуг с даты согласования с Заказчиком Плана производства работ по Договору.
2. ШАРТТЫҢ ЖАЛПЫ СОМАСЫ 2.1. Шарттың жалпы сомасы 28 890 000 (жиырма сегіз миллион сегіз жүз тоқсан мың) теңге ҚҚС-сыз құрайды және өзіне Жұмысты көрсетумен байланысты барлық шығындарды қамтиды. Шарттың жалпы сомасы 32 356 800 (отыз екі миллион үш жүз елу алты мың сегіз жүз) теңге ҚҚС-пен құрайды және өзіне Жұмысты көрсетумен байланысты барлық шығындарды қамтиды. 2.1.1 **Лот №1** Мұнай кәсіпшілігі жабдықтарын жөндеу кезінде мұнай шламын шығару және кәдеге жарату **м/р Кара Арна, НПС Каратон** – 16 050 000 (он алты миллион елу мың) теңге ҚҚС-сыз - 17 976 000 (семнадцать миллионов девятсот семьдесят шесть тысяч) теңге ҚҚС есебімен. **Лот №2** Мұнай кәсіпшілігі жабдықтарын жөндеу кезінде мұнай шламын шығару және кәдеге жарату **м/р Шығыс Көк Арна** – 9 630 000 (тоғыз миллион алты жүз отыз мың) теңге ҚҚС-сыз - 10 785 600 (он миллион жеті жүз сексен бес мың алты жүз) теңге ҚҚС есебімен. **Лот №3** Мұнай кәсіпшілігі жабдықтарын жөндеу кезінде мұнай шламын шығару және кәдеге жарату **м/р Матин** – 3 210 000 (үш миллион екі жүз он мың) теңге ҚҚС-сыз - 3 595 200 (үш миллион бес жүз тоқсан бес мың екі жүз) теңге ҚҚС есебімен. 2.2. Шарттың жалпы сомасы Қазақстан Республикасындағы Энергетика Министрінің 18.05.2018 ж. №196 бұйрығымен бекітілген «Жер қойнауын пайдаланушылар мен олардың мердегерлерінің көмірсутектерді барлау және өндіру	**2. ОБЩАЯ СУММА ДОГОВОРА** 2.1. Общая сумма Договора 28 890 000 (двадцать восемь миллионов восемьсот девяносто тысяч) тенге без учета НДС и включает в себя все расходы, связанные с надлежащим оказанием Услуг. Общая сумма Договора 32 356 800 (тридцать два миллиона триста пятьдесят шесть тысяч восемьсот) тенге с учетом НДС и включает в себя все расходы, связанные с надлежащим оказанием Работ. 2.1.1 **Лот№1** Вывоз и утилизация нефтешлама при ремонте нефтепромысловых оборудований на **м-р Кара Арна , НПС Каратон** – 16 050 000 (шестьнадцать миллионов пятьдесят тысяч) тенге без учета НДС. – 17 976 000 (семнадцать миллионов девятсот семьдесят шесть тысяч) тенге с учетом НДС. **Лот№2** Вывоз и утилизация нефтешлама при ремонте нефтепромысловых оборудований на **м-р Восточная Кокарна** – 9 630 000 (девять миллионов шестьсот тридцать тысяч) тенге без учета НДС - 10 785 600 (десять миллионов семьсот восемдесять пять тысяч шестьсот) тенге с учетом НДС. **Лот№3** Вывоз и утилизация нефтешлама при ремонте нефтепромысловых оборудований на **м-р Матин** – 3 210 000 (три миллиона двести десять тысяч) тенге без учета НДС. - 3 595 200 (три миллиона пятьсот девяносто пять тысяч двести) тенге с учетом НДС. 2.2. Общая сумма Договора не подлежит изменению в сторону увеличения до полного исполнения Сторонами своих обязательств по Договору, за исключением случаев, предусмотренных Договором,

ТОО «ECSAD»
Каждый лист настоящего договора содержит данный штамп.
Без штампа лист недействителен.

хабардар етеді. Егер ескерту мерзімдерінің бұзылуы немесе алушы-Тараптың төлемге арналған деректемелерін қате көрсеткенінің нәтижесінде төлемдер қате деректемелер бойынша жүргізілген жағдайда төлеуші-Тарап төлем бойынша міндеттемелерін дұрыс орындады деп есептеледі. Бұл ретте, егер аударылған ақша төлеуші-Тараптың есеп шотына қайтарылған болса, төлеуші-Тарап алынған ақшаны алушы-Тарапқа қате деректемелер бойынша ақша аударуға кеткен қосымша шығыстардың сомасын біржақты тәртіппен ұстап қалып аударуға міндетті. 16.7. Шарт Тапсырыс беруші мен Орындаушы үшін бір-бір данадан бірдей заң күші бар қазақ, орыс тіліндегі екі данада жасалды. Егер де оқу кезінде әртүрлілік пен қайшылық туындаған кезде келісім-шарттың орысша нұсқасына басымдылық беріледі. 16.8. Шарттың ажырамас бөлігі болып табылатын қосымшалар:	не позднее 5 банковских дней до даты изменений. В случае, если в результате нарушения сроков уведомления или неправильного указания Стороной-получателем реквизитов для оплаты платежи были произведены по неправильным реквизитам, Сторона-плательщик считается надлежаще исполнившей обязательства по оплате. При этом, если перечисленные деньги возвратятся на расчетный счет Стороны-плательщика, Сторона-плательщик обязана перечислить полученные деньги Стороне-получателю, удержав при этом в одностороннем порядке сумму дополнительных расходов, понесенных в результате перечисления денег по неправильным реквизитам. 16.7.Договор составлен в двух экземплярах на русском, казахском языках, которые имеют одинаковую юридическую силу, по одному экземпляру для Исполнителя и Заказчика. В случае разногласий и разночтений русская версия Договора будет иметь преимущественную силу и приоритет. 16.8. Приложения, являющиеся неотъемлемой частью Договора:
17. ТАРАПТАРДЫҢ ЗАҢДЫ МЕКЕН-ЖАЙЛАРЫ МЕН БАНКТІК ДЕРЕКТЕМЕЛЕРІ: **Тапсырысшының деректемелері:** «Мәтен Петролеум» АҚ 060011, қ. Атырау, Бақтыгерей Құлманов көшесі 105 Тел. 8 (7122) 76-66-66, факс 8 (7122) 20-21-91 СТН 600700636671 БСК 100940002277 ЖСК KZ059131000192322l0KZT "Банк Китая в Казахстане " ЕБ АҚ банкінде БИК BKCHKZKA **Бас директор** **Tian Kejian** / _____ / **Орындаушының деректемелері:** «ECSAD» ЖШС Нақты мекен-жайы:РК, 130000, Мангистауская область, г.Актау, Промышленная зона 2, здание 22/2 БИН 070440008254 ИИК KZ468562203105012705 ДБ АО «БанкЦентрКредит» г.Актау БИК: KCJBKZKX Тел: 87777444459 info@ecsad.kz **Директор** _____ / Тагинов А.Ш.	**17. ЮРИДИЧЕСКИЕ АДРЕСА И БАНКОВСКИЕ РЕКВИЗИТЫСТОРОН:** **Реквизиты Заказчика:** АО «Матен Петролеум» 060011, г. Атырау, улица Бақтыгерей Құлманова 105 Тел. 8 (7122) 76-66-66, факс 8 (7122) 20-21-91 РНН 600700636671 БИН 100940002277 ИИК KZ059[300019232210KZT в АФДБ «Банк Китая в Казахстане» БИК BKCHKZKA **Генеральный директор** **Tian Kejian** / _____ / **Реквизиты Исполнителя:** ТОО «ECSAD» Фактический адрес: РК, 130000, Мангистауская область, г.Актау, Промышленная зона 2, здание 22/2 БИН 070440008254 ИИК KZ468562203105012705 ДБ АО «БанкЦентрКредит» г.Актау БИК: KCJBKZKX Тел: 87777444459 info@ecsad.kz **Директор** _____ / Тагинов А.Ш.

ТОО "ECSAD"
Каждый лист настоящего договора содержит данный штамп.
Без штампа лист недействителен.

Утверждаю:
Первый заместитель
генерального директора
АО «Матен Петролеум»

_____ Исаев Т.М.

«____» _____ 2024 г.

Техническая спецификация
Лот №3 Транспортировка и переработка нефтешлама при ремонте нефтепромысловых оборудований (м/р Матин)

Наименование раздела	Требования по предоставляемым документам
1. Наименование услуг	Услуги по управлению отходами (транспортировка и переработка нефтешлама при ремонте нефтепромысловых оборудований) (м/р Матин)
2. Месторасположение объекта	РК, Атырауская область Кызылкугинский район, месторождение Матин
3. Наименование и объем отходов	Нефтешлам – Ориентировочно 123 тонн
4 Требования к представляемым документам и разрешениям	4.1. Согласно статьи 5 Закона Республики Казахстан «Об обязательном экологическом страховании» и статьи 129 Экологического Кодекса Республики Казахстан предоставить обязательного экологического страхования. 4.2. Согласно Закона Республики Казахстан «Об обязательном страховании работника от несчастных случаев при исполнении им трудовых (служебных) обязанностей», предоставить договор обязательного страхования работника от несчастных случаев при исполнении им трудовых (служебных) обязанностей. 4.3. Согласно Закона Республики Казахстан «Об обязательном страховании гражданско-правовой ответственности владельцев объектов, деятельность которых связана с опасностью причинения вреда третьим лицам», предоставить договор обязательного страхования гражданско-правовой ответственности владельцев объектов, деятельность которых связана с опасностью причинения вреда третьим лицам. 4.4. Согласно пункта 3 Приказа Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 12 июля 2021 года № 245 потенциальный поставщик должен иметь в собственности, либо в аренде земельный участок с целевым назначением по управлению отходами. Предоставить правоустанавливающие документы - решение акима о предоставлении земельного участка с правом землепользования, акт на право землепользования, акт приемки объекта в эксплуатацию, сведения о собственнике. Решение акима о предоставлении земельного участка и акт приемки объекта в эксплуатацию должны отражены в сведениях о собственнике в графе «Основание возникновения права». 4.5. Согласно статьи 106 Экологического кодекса Республики Казахстан, предоставить разрешения на эмиссии в окружающую среду на объект по управлению отходами. 4.6. Согласно статьи 85 Экологического кодекса Республики Казахстан, предоставить заключения государственной экологической экспертизы на проектную документацию на объект по управлению отходами. 4.7. Согласно Закона Республики Казахстан «О гражданской защите» предоставить разрешения на применение технологий.

Лист настоящего договора
Лист данный штамп.
Лист недействителен.

	4.8. Согласно Закона Республики Казахстан «О техническом регулировании» предоставить сертификат соответствия на продукт переработки, образованный в результате обезвреживания и переработки отходов.
5.Требования к производственно-технической базе	5.1. Согласно Экологического кодекса Республики Казахстан, предоставить в составе конкурсной заявке паспорт и сертификат о поверке на автомобильные весы для определения массы отходов. 5.2. Согласно Экологического кодекса Республики Казахстан, предоставить в составе конкурсной заявке паспорт и сертификат о поверке дозиметра для проведения дозиметрического контроля отходов. 5.3. Наличие автотранспортных средств для транспортировкаа отходов. Предоставить свидетельства о регистрации автотранспортных средств. А также предоставить сведения о наименовании, количестве, модели и объемов автотранспортных средств, которые будут задействованы для транспортировкаа и транспортировки отходов.
6.Требования к персоналу	6.1. В составе конкурсной заявке предоставить список сотрудников, которые будут задействованы при проведении работ на опасных производственных объектах (территория месторождения Матен), прошедших обучение: - по проверке знаний в области пожарной безопасности в объеме пожарно-технического минимума; - по проверке знаний, правил, норм и инструкций по безопасности и охране труда; - для получения допуска к выполнению работ на опасных производственных объектах. Предоставить удостоверения, сертификаты, свидетельства в составе конкурсной заявке. 6.2. Согласно статьи 5 Приказа и.о. Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 17 апреля 2015 года № 460 «Об утверждении Правил перевозки опасных грузов автомобильным транспортом и перечня опасных грузов, допускаемых к перевозке автотранспортными средствами на территории Республики Казахстан» документы водителей в составе конкурсной заявке: - на право управления транспортным средством соответствующей категории; -прохождения общего медицинского освидетельствования; - свидетельства о допуске водителя к перевозке опасного груза. 6.3. Наличие персонала, обученного по курсу «Дозиметрист» для осуществления дозиметрического контроля отходов. Предоставить подтверждающие документы в составе конкурсной заявке .

Зам. начальника отдела ПБ,ОТ и ООС **Есенкулова Г.Х.**

ТОО "ECSAD"
...ист настоящего договора
...сполнительный штамп.
...ист недействителен.

Договор

ҚЫЗМЕТ КӨРСЕТУ ШАРТЫ № 562 -МП/2023	ДОГОВОР № 562 -МП/2023 НА ОКАЗАНИЕ УСЛУГ
Атырау қ. « 23 » Қазан 2023 ж. «Мәтен Петролеум» АҚ атынан Жарғы негізінде іс-қимыл жасайтын бас директор Tian Kejian, бұдан әрі «Тапсырысшы» деп аталатын, бір жағынан және Куәлік негізінде іс-қимыл жасайтын Е.Б.Сабенов тұрғысында бұдан әрі «Орындаушы» деп аталатын «Bostan birlestik» екінші жағынан, бірге Тараптар деп аталатын, қызмет көрсету бойынша төмендегілер туралы осы шартты (бұдан әрі мәтін бойынша – Шарт) жасақтады:	г.Атырау « 23 » Октябрь 2023 г. АО «Матен Петролеум», именуемое в дальнейшем «Заказчик», в лице Генерального директора Tian Kejian, действующего на основании Устава с одной стороны и ИП «Bostan birlestik.» в лице Директора Сабенова Е.Б. действующего на основании Свидетельства., именуемый в дальнейшем «Исполнитель», с другой стороны, вместе именуемые Стороны, заключили настоящий Договор оказания услуг (далее по тексту – Договор) о нижеследующем:
1. ШАРТТЫҢ МӘНІ 1.1. Орындаушы өзіне осы Шартта және Шарттың ажырамас бөлігі болып табылатын оған Қосымшаларда белгіленген мерзімдерде, тиісті сапада және талаптарда **2024- 2026 ж.ж. Каратон МӨС, Матин, Кара Арна, Ш.Кокарна кен орындарындағы Өндірістік қалдықтарды жою** қызметтерін көрсету (бұдан әрі – Қызмет көрсету) жөнінде міндеттеме қабылдайды, ал Тапсырыс беруші Орындаушының осы Шарт бойынша өзінің міндеттемелерін тиісінше орындауы шартымен Қызмет көрсетулерді қабылдап алуға және құнын төлеуге міндеттенеді. 1.2. Тараптар, Шарт бойынша өндірістік жұмыстар Жоспарын Тапсырыс берушімен келісілген күннен бастап, Орындаушы жұмысты орындауды бастауына келісім береді.	**1. ПРЕДМЕТ ДОГОВОРА** 1.1. Исполнитель принимает на себя обязательства по оказанию услуг **Утилизация производственных отходов на месторождениях Матин, Кара Арна, В.Кокарна, НПС Каратон 2024-2026 г.г.** (далее - Услуги), надлежащего качества, в сроки, и на условиях, установленных в настоящем Договоре и Приложениях к нему, являющихся неотъемлемыми частями Договора, а Заказчик обязуется принять и оплатить стоимость Услуг при условии надлежащего исполнения Исполнителем своих обязательств по Договору. 1.2. Стороны соглашаются, что Исполнитель приступит к исполнению услуг с даты согласования с Заказчиком Плана производства работ по Договору,.
2. ШАРТТЫҢ ЖАЛПЫ СОМАСЫ 2.1. Шарттың жалпы сомасы **17 145 000** (он жеті миллион жүз қырық бес мың) теңге ҚҚС-сыз **19 202 400** (он тоғыз миллион екі жүз екі мың төрт жүз) теңге ҚҚС- пен құрайды. **Лот№1** Өндірістік қалдықтарды жою Матин кен орны, **2024** жылға **1 605 000** (бір миллион алты жүз бес мың) теңге ҚҚС-сыз құрайды және өзіне Қызметтер көрсетумен байланысты барлық шығындарды қамтиды. 1 797 600 (бір миллион жеті жүз тоқсан жеті мың алты жүз)теңге ҚҚС-пен құрайды және өзіне Қызметтер көрсетумен байланысты барлық шығындарды қамтиды. **Лот№1** Өндірістік қалдықтарды жою Матин кен орны, **2025** жылға **1 605 000** (бір миллион алты жүз бес мың) теңге ҚҚС-сыз құрайды және өзіне Қызметтер көрсетумен байланысты барлық шығындарды қамтиды. 1 797 600 (бір миллион жеті жүз тоқсан жеті мың алты жүз)теңге ҚҚС-пен құрайды және өзіне Қызметтер көрсетумен байланысты барлық шығындарды қамтиды. **Лот№1** Өндірістік қалдықтарды жою Матин кен орны, **2026** жылға **1 605 000** (бір миллион алты жүз бес мың) теңге ҚҚС-сыз құрайды және өзіне Қызметтер көрсетумен байланысты барлық шығындарды қамтиды. 1 797 600 (бір миллион жеті жүз тоқсан жеті мың алты жүз)теңге ҚҚС-пен құрайды және өзіне Қызметтер көрсетумен байланысты барлық шығындарды қамтиды.	**2. ОБЩАЯ СУММА ДОГОВОРА** 2.1.Общая сумма Договора **17 145 000** (семьнадцат миллионов сто сорок пять тысяч) тенге без учета НДС **19 202 400 (девятнадцать миллионов двести два тысяч четыреста) тенге с учета НДС.** **Лот№1 Утилизация производственных отходов м-р Матин 2024 год 1 605 000** (один миллион шестьсот пять тысяч) тенге без учета НДС **1 797 600** (один миллион семьсот девяносто семь тысяч шестьсот) тенге с учетом НДС **Утилизация производственных отходов м-р Матин 2025 год 1 605 000** (один миллион шестьсот пять тысяч) тенге без учета НДС **1 797 600** (один миллион семьсот девяносто семь тысяч шестьсот) тенге с учетом НДС **Утилизация производственных отходов м-р Матин 2026 год 1 605 000** (один миллион шестьсот пять тысяч) тенге без учета НДС **1 797 600** (один миллион семьсот девяносто семь тысяч шестьсот) тенге с учетом НДС **Лот№2 Утилизация производственных отходов м-р Кара Арна 2024 год 1 605 000** (один миллион шестьсот пять тысяч) тенге без учета НДС **1 797 600** (один миллион семьсот девяносто семь тысяч шестьсот) тенге с учетом НДС **Утилизация производственных отходов м-р Кара Арна 2025 год 1 605 000** (один миллион шестьсот пять тысяч) тенге без учета НДС **1 797 600** (один миллион семьсот девяносто семь тысяч шестьсот) тенге с учетом НДС **Утилизация производственных отходов м-р Кара Арна 2026 год 1 605 000** (один миллион шестьсот пять тысяч) тенге без учета НДС

көрсеткенінің нәтижесінде төлемдер қате деректемелер бойынша жүргізілген жағдайда төлеуші-Тарап төлем бойынша міндеттемелерін дұрыс орындады деп есептеледі. Бұл ретте, егер аударылған ақша төлеуші-Тараптың есеп шотына қайтарылған болса, төлеуші-Тарап алынған ақшаны алушы-Тарапқа қате деректемелер бойынша ақша аударуға кеткен қосымша шығыстардың сомасын біржақты тәртіппен ұстап қалып аударуға міндетті. 16.7. Шарт Тапсырыс беруші мен Орындаушы үшін бір-бір данадан бірдей заң күші бар қазақ, орыс тіліндегі екі данада жасалды. Егер де оқу кезінде әртүрлілік пен қайшылық туындаған кезде келісім-шарттың орысша нұсқасына басымдылық беріледі. 16.8. Шарттың ажырамас бөлігі болып табылатын қосымшалар:	получателем реквизитов для оплаты платежи были произведены по неправильным реквизитам, Сторона-плательщик считается надлежаще исполнившей обязательства по оплате. При этом, если перечисленные деньги возвратятся на расчетный счет Стороны-плательщика, Сторона-плательщик обязана перечислить полученные деньги Стороне-получателю, удержав при этом в одностороннем порядке сумму дополнительных расходов, понесенных в результате перечисления денег по неправильным реквизитам. 16.7.Договор составлен в двух экземплярах на русском, казахском языках, которые имеют одинаковую юридическую силу, по одному экземпляру для Исполнителя и Заказчика. В случае разногласий и разночтений русская версия Договора будет иметь преимущественную силу и приоритет. 16.8. Приложения, являющиеся неотъемлемой частью Договора:
17. ТАРАПТАРДЫҢ ЗАҢДЫ МЕКЕН-ЖАЙЛАРЫ МЕН БАНКТІК ДЕРЕКТЕМЕЛЕРІ: **Тапсырысшының деректемелері:** «Мәтен Петролеум» АҚ 060011, қ. Атырау, Бақтыгерей Құлманов көшесі 105 Тел. 8 (7122) 76-66-66, факс 8 (7122) 20-21-91 СТН 600700636671 БСК 100940002277 ЖСК KZ059130019232210KZT "Банк Китая в Казахстане " ЕБ АҚ банкінде БИК BKCHKZKA **Бас директор** **Tian Kejian** /_____/ **Орындаушының деректемелері:** «Bostan birlestik» ЖК 060000Атырау облысы Макат ауданы Е.Аманбердиев көшесі 1үй ЖСН701018401081 ЖСК KZ1996510F0008618816 «Fortebank»АҚ БИК IRTYKZKA **Директор** _____ **Б.Е.Сабенов**	**17. ЮРИДИЧЕСКИЕ АДРЕСА И БАНКОВСКИЕ РЕКВИЗИТЫСТОРОН:** **Реквизиты Заказчика:** АО «Матен Петролеум» 060011, г. Атырау, улица Бақтыгерей Құлманова 105 Тел. 8 (7122) 76-66-66, факс 8 (7122) 20-21-91 РНН 600700636671 БИН 100940002277 ИИК KZ059130019232210KZT в АО ДБ «Банк Китая в Казахстане» БИК BKCHKZKA **Генеральный директор** **Tian Kejian** /_____/ **Реквизиты Исполнителя:** ИП «Bostan birlestik» 060000 Атырауская обл,макатский район улица Аманбердиева Е,дом1 ИНН 701018401081 ИИК KZ1996510F0008618816 АО «Fortebank» БИК IRTYKZKA **Директор** _____ **Сабенов Е.Б.**

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

на Услуги по вывозу (транспортировке), размещению, хранению, утилизации и обезвреживанию производственных отходов с месторождения «Матин».

Перечень основных требований	Вывоз, транспортировка, размещение или хранение/захоронение, удаление или обезвреживание производственных отходов
Период оказания услуг	с 01.01.2024 г по 31.12.2026 г
Основные требования	1.Наличие всех разрешительных документаций согласно требовании экологического законодательства Республики Казахстан, касающиеся непосредственно деятельности Исполнителя на территории Компании; 2.Наличие на балансе предприятия - (исполнителя) полигонов или площадки для производственных отходов, построенных и эксплуатирующихся в строгом соблюдении экологических требований либо иметь Договор подряда на прием, хранение или размещение/захоронение, удаление или обезвреживание или переработка отходов со специализированным полигоном или площадкой, отвечающим экологическим требованиям: • Наличие Талона, разрешении на проведение работ и предоставляется заказчику скан-копия. • При наличии Договора подряда на прием или хранение и на прочие обращения с отходами (производственных отходов), принимающий полигон или площадка должна иметь Разрешение на эмиссии в окружающую среду, предусматривающее размещение, хранение/захоронение, удаление или обезвреживание или переработку производственных отходов. 3.Предоставление автоспецтехники для услуг, с пребыванием на объекте, в любое время суток не зависимо от количества часов пребывания, без дополнительной платы. 4.Расположение полигона или площадки отходов в г Атырау, или в Жылыойском районе. 5.Соблюдение условий СТ РК 1702-2007. Маркировка транспортных средств и транспортного оборудования при перевозке грузов; 6.Предоставление Заказчику к 2-му числу месяца, следующего за отчетным месяцем надлежаще оформленных счет фактур с актом оказанных услуг, накладных или справок о приеме отходов и отчетом о местном содержаний; 7.При наличии договора подряда с предприятием имеющий полигон или площадку, необходимо предоставить надлежащее оформленных счет фактур с актом оказанных услуг, накладных или справок о приеме отходов и отчетом о местном содержаний от данного предприятия 8.Предоставление услуги не зависимо от погодных условий (бездорожье, паводки и т.д.) и также в праздничные и выходные дни без дополнительной платы. 9.Предупреждать какие либо загрязнения и нести ответственность перед государственным контролирующим органом и Заказчиком за возможный ущерб, причиненный окружающей среде при оказании услуг 10.Исполнитель обязуется освободить Заказчика от уплаты в бюджет платы за загрязнение окружающей среды за образование отходов, за сбросы и выбросы загрязняющих веществ и за размещение отходов и за передвижные источники. Все вышеперечисленные выплаты Исполнитель обязуется производить, в бюджет РК в размере и в сроки установленные законодательством РК, самостоятельно и за свой счет. 11.Право собственности на вывозимые отходы, переходит к Исполнителю с момента приема отходов для транспортировки на объекте Заказчика, но при этом Исполнитель должен ежеквартально предоставлять отчеты-справки о дальнейшей судьбе вывезенных отходов с территорий Заказчика.
Требования к персоналу	1.Наличие специально обученного персонала водителей. 2.Водитель при перевозке грузов обеспечивает:

Исполнителя (водитель)	• наличие удостоверения на право управления транспортным средством соответствующей категории • прохождение общего медицинского осмотра, для профессиональных водителей, в установленном порядке с отметкой на путевом листе; 3.Обеспечение водителя или другого представителя, проживанием, питанием, ГСМ, транспортными расходами, предсменным медосмотром на все время проведения работ на объекте Компании; Наличие спецодежды.
Требования к автоспецтехнике	1.Наличие талона технической готовности автоспецтехники 2.Наличие на каждой технике дополнительной системой безопасности, огнетушитель, кошма, песок, лопата. 3.Наличие на каждой технике GPS (система прямой связи с водителями и наблюдением за автомобилями через интернет со спутника) приветствуется. 4.Наличие на автоспецтехнике катализаторных конверторов для очистки выхлопных газов в автомашинах, использующих в качестве топлива неэтилированный бензин с внедрением присадок к топливу, снижающих токсичность и дымность отработанных газов приветствуется . 5.Наличие нейтрализаторов выхлопных газов на транспортных средствах, работающих на дизельном топливе приветствуется.
Прочие требования	1.Обязательства по оперативной и бесперебойной работе. 2.Обязанность вести необходимую сопровождающую документацию при перевозке грузов 3.Обеспечить присутствие официального представителя Исполнителя на период проведения работ; 4.Ответственность за соблюдение экологических требований при проведении работ. Наличие у водителя личной печати о приеме отхода от заказчика 5.Наличие справки отрицательных ПЦР-тестов, проведённых за счет Подрядчика в 3-х дневных срок с даты подачи Заявки.

РАСЧЕТ СТОИМОСТИ УСЛУГ
по вывозу (транспортировке), размещению, хранению, утилизации и обезвреживанию производственных отходов с месторождения «Матин»

№ п/п	Наименование продукции	Ед. изм.	Цена за 1 ед. в тенге, без учетом НДС
3	вывоз отработанных масел	литр	580
4	вывоз отработанных фильтров	кг	640
5	вывоз металлолома	тн	-
6	вывоз огарков электродов	кг	-
8	вывоз и утилизация тары из под ЛКМ, растворителей, пластиковой тары из под нефти и масла	кг	360
9	вывоз отработанных аккумуляторов	кг	500
10	вывоз резинотехнических изделий (шланги и.т.д)	кг	200
11	Вывоз автомобильных шин	кг	370
12	вывоз промасленной ветоши, использованные промасленные СИЗ, опилки, отработанные нефтесодержащие абсорбенты	кг	480
14	транспортировка производственных отходов (2 раза в год)	рейс	160000

Заместитель начальника отдела ПБ,ОТ и ООС **Есенкулова Г.Х.**

ДОГОВОР НА ОКАЗАНИЕ УСЛУГ № 028-2023/TZ

г. Атырау «25» января 2023 г.

Товарищество с ограниченной ответственностью «West Dala» «Вест Дала», именуемое в дальнейшем «ПОДРЯДЧИК» в лице Генерального директора г-на Салахаденова К.Ш., действующего на основании Устава, с одной стороны, и

Индивидуальный предприниматель «Bostan birlestik», именуемый в дальнейшем «КЛИЕНТ», в лице Директора г-на Сабенова Е.Б., действующего на основании Свидетельства ИП № KZ04UWQ01599260, с другой стороны, далее именуемые Стороны, заключили настоящий Договор на оказание услуг (далее - Договор) о нижеследующем:

1. Предмет Договора.

1.1. В соответствии с условиями Договора КЛИЕНТ обязуется оплатить, а ПОДРЯДЧИК обязуется оказать комплекс услуг по обращению с отходами и сточными водами, а именно сбор, транспортировка, прием, сортировка, переработка, обезвреживание, утилизация, хранение, размещение и захоронение (далее - Услуга) согласно перечню Услуг, указанного в Приложении №1, являющегося неотъемлемой частью настоящего Договора.

1.2. Место приема-передачи отходов и сточных вод указывается в Приложении №1 к настоящему Договору.

2. Организация оперативного учета.

2.1. Передача отходов и сточных вод от КЛИЕНТА ПОДРЯДЧИКУ оформляется Актом приема-передачи (далее-АПП) по форме согласно Приложению №2, являющегося неотъемлемой частью настоящего Договора.

2.2. Право собственности на отходы переходит к ПОДРЯДЧИКУ с момента подписания АПП обеими Сторонами.

2.3. АПП заполняется в 3 (трёх) экземплярах и подписывается представителями обеих Сторон при приеме-передаче отходов и сточных вод:

- Зеленый экземпляр – остается у ответственного представителя КЛИЕНТА при приеме-передаче отходов и сточных вод.
- Розовый экземпляр – остается у ответственного представителя ПОДРЯДЧИКА, принимающего отходы и сточные воды
- Желтый экземпляр – передается ПОДРЯДЧИКОМ КЛИЕНТУ с Актом выполненных работ за отчетный период.

2.4. Акт выполненных работ за отчетный период формируется и исчисляется ПОДРЯЧИКОМ исходя из объема оказанных Услуг на основании АПП, подписанных представителями обеих Сторон и согласно тарифам, указанных в Приложении № 1 настоящего Договора.

2.5. Акт выполненных работ ПОДРЯДЧИКОМ направляется КЛИЕНТУ в течение 10 (десяти) календарных дней с даты окончания расчетного периода.

2.6. При отсутствии возражений КЛИЕНТ обязан подписать Акт выполненных работ и возвратить его ПОДРЯДЧИКУ в течение 10 (десяти) календарных дней со дня его получения по адресу: г. Атырау, ул. Н. Тлендиева 38 А.

2.7. Возражения КЛИЕНТА по Акту выполненных работ или мотивированный отказ от его подписания принимаются ПОДРЯДЧИКОМ в письменном виде в течении 3 (трех) рабочих дней с даты получения КЛИЕНТОМ данного Акта выполненных работ, по электронному адресу westdala@westdala.kz.

2.8. В случае не подписания КЛИЕНТОМ Акта выполненных работ и/или не направления мотивированного отказа от его подписания в указанные сроки, Акт выполненных работ считается принятым и подписанным КЛИЕНТОМ с даты указанной в Акте выполненных работ без каких-либо претензий, а ПОДРЯДЧИК считается полностью исполнившим свои обязанности по предоставлению КЛИЕНТУ документов, указанных в п. 2.5 Договора, а также исполнившим обязательства по предоставлению Услуг в полном объеме.

2.9. Счет-фактура выставляется ПОДРЯДЧИКОМ в электронном виде на сайте www.esf.gov.kz в течении 15 (пятнадцати) календарных дней с момента получения со стороны КЛИЕНТА подписанного Акта выполненных

КЛИЕНТ _____ ПОДРЯДЧИК _____

14.3. Уведомления и документы, передаваемые по Договору, направляются в письменном виде по следующим адресам и/или электронной почте:
14.3.1. Для ПОДРЯДЧИКА: г. Атырау, ул. Н. Тлендиева 38 А. e-mail: westdala@westdala.kz.
14.3.2. Для КЛИЕНТА: п.Макат, ул. Ермаша Аманбердиева, строение 1 А. e-mail: bagitov_raymbek@mail.ru.
14.4. Электронная переписка по настоящему Договору признается Сторонами в качестве официальных письменных переговоров, может являться предметом спора в суде и является письменным доказательством в соответствии с гражданским законодательством РК.
14.5. Любые сообщения действительны со дня доставки по соответствующему адресу для корреспонденции, указанным в п.12.3. настоящего Договора.
14.6. Все споры и разногласия, решаются путем переговоров, досудебный порядок обязателен для Сторон. В случае невозможности путем переговоров достичь соглашения по спорным вопросам в течение 15 (пятнадцати) календарных дней с момента получения письменной претензии, споры разрешаются судебном порядке в Специализированном Межрайонном экономическом суде Атырауской области.
14.7. Настоящий Договор составлен на русском языке, в двух экземплярах – по одному для каждой из Сторон, каждый из которых имеет равную юридическую силу.
14.8. Стороны не имеют право передавать свои права и обязанности по настоящему Договору другим юридическим или физическим лицам без письменного согласия другой Стороны.
14.9. В случае смены местонахождения, юридического адреса или банковских реквизитов Стороны обязаны уведомить друг друга за 10 (десять) календарных дней до наступления вышеуказанных изменений.
14.10. Ссылки на слово или термин в Договоре в единственном числе включают в себя ссылки на это слово или термин во множественном числе. Ссылки на слово или термин во множественном числе включают в себя ссылки на это слово или термин в единственном числе. Данное правило применимо, если из текста Договора не вытекает иное.
14.11. Во всех иных случаях, не упомянутых в настоящем Договоре, Стороны руководствуются положениями и нормами действующего законодательства РК.
14.12. Все приложения к настоящему Договору являются его неотъемлемой частью. Без Приложений №1, 2 и 3 настоящий Договор считается недействительным.

15. Юридические адреса и банковские реквизиты Сторон.

КЛИЕНТ	ПОДРЯДЧИК
ИП «Bostan birlestik»	**ТОО «West Dala» «Вест Дала»**
Юридический адрес: РК, Атырауская область, п.Макат, ул. Ермаша Аманбердиева, строение 1 А	Юридический адрес: 060711, РК, Атырауская область, Махамбетский район, сельский округ Бейбарыс, село Бейбарыс, улица 1, здание 22.
Тел: 7 701 566 82 34	Фактический адрес: РК, г. Атырау, ул. Н. Тлендиева 38 А.
E-mail: bagitov_raymbek@mail.ru	Тел: 7 (7122) 30 90 09
ИНН 701018401081	Факс: 7 (7122) 30 43 00
ИИК KZ96914032204KZ032S5	E-mail: westdala@westdala.kz
ДБ АО «Сбербанк»	БИН 050740001755
БИК SABRKZKA	ИИК KZ616010141000329957
	АО «Народный Банк Казахстана»
	БИК HSBKKZKX
	Свидетельство по НДС серия 15001 №0000379 выдано 27.07.2012 года
Директор Сабенов Е.Б.	Генеральный директор Салахаденов К.Ш.
М.П.	М.П.
КЛИЕНТ _____	ПОДРЯДЧИК _____

10

ҚЫЗМЕТ КӨРСЕТУ ШАРТЫ № 559-МП/2023 Атырау қ. « 23 » Қазан 2023 ж. «Мәтен Петролеум» АҚ атынан Жарғы негізінде іс-қимыл жасайтын **бас директор Tian Kejian**, бұдан әрі «Тапсырысшы» деп аталатын, бір жағынан және Жарғы негізінде іс қимыл жасайтын Директор **Сабенов Е.Б** тұрғысында бұдан әрі «Орындаушы» деп аталатын **«Bostan birlestik » ЖК** екінші жағынан, бірге Тараптар деп аталатын, қызмет көрсету бойынша төмендегілер туралы осы шартты (бұдан әрі мәтін бойынша – Шарт) жасақтады:	**ДОГОВОР № 559-МП/2-23 НА ОКАЗАНИЕ УСЛУГ** г.Атырау « 23 » Октябрь 2023 г. АО «Матен Петролеум», именуемое в дальнейшем «Заказчик», в лице **Генерального директора Tian Kejian**, действующего на основании Устава с одной стороны и **ИП « _Bostan birlestik»** в лице директора **Сабенов Е.Б.** действующего на основании Устава, именуемый в дальнейшем «Исполнитель», с другой стороны, вместе именуемые Стороны, заключили настоящий Договор оказания услуг (далее по тексту – Договор) о нижеследующем:
1. ШАРТТЫҢ МӘНІ 1.1. Орындаушы өзіне осы Шартта және Шарттың ажырамас бөлігі болып табылатын оған Қосымшаларда белгіленген мерзімдерде, тиісті салада және **талаптарда 2024-2026 ж.ж. Тұрмыстық қалдықтарды жою Матин кен орны** қызметтерін көрсету (бұдан әрі – Қызмет көрсету) жөнінде міндеттеме қабылдайды, ал Тапсырыс беруші Орындаушының осы Шарт бойынша өзінің міндеттемелерін тиісінше орындауы шартымен Қызмет көрсетулерді қабылдап алуға және құнын төлеуге міндеттенеді. 1.2. Тараптар, Шарт бойынша өндірістік жұмыстар Жоспарын Тапсырыс берушімен келісілген күннен бастап, Орындаушы жұмысты орындауды бастауына келісім береді.	**1. ПРЕДМЕТ ДОГОВОРА** 1.1. Исполнитель принимает на себя обязательства по оказанию услуг **Утилизация ТБО на месторождении Матин 2024-2026 г.г.** (далее - Услуги), надлежащего качества, в сроки, и на условиях, установленных в настоящем Договоре и Приложениях к нему, являющихся неотъемлемыми частями Договора, а Заказчик обязуется принять и оплатить стоимость Услуг при условии надлежащего исполнения Исполнителем своих обязательств по Договору. 1.2. Стороны соглашаются, что Исполнитель приступит к исполнению услуг с даты согласования с Заказчиком Плана производства работ по Договору..
2. ШАРТТЫҢ ЖАЛПЫ СОМАСЫ 2.1. Шарттың жалпы сомасы **30 003 000** (отыз миллион үш мың) теңге ҚҚС-сыз құрайды және өзіне Қызметтер көрсетумен байланысты барлық шығындарды қамтиды. Шарттың жалпы сомасы **33 603 360** (отыз үш миллион алты жүз үш мың үш жүз алпыс) теңге ҚҚС-пен құрайды 2.1.1 Матин кен орны **2024** жылға – **10 001 000** (он миллион бір мың) теңге ҚҚС-сыз Матин кен орны **2024** жылға – **11 201 120** (он бір миллион екі жүз бір мың жүз жиырма) теңге ҚҚС-пен 2.1.2. Матин кен орны **2025** жылға – **10 001 000** (он миллион бір мың) теңге ҚҚС-сыз Матин кен орны **2025** жылға – **11 201 120** (он бір миллион екі жүз бір мың жүз жиырма) теңге ҚҚС-пен 2.1.3. Матин кен орны **2026** жылға – **10 001 000** (он миллион бір мың) теңге ҚҚС-сыз Матин кен орны **2026** жылға – **11 201 120** (он бір миллион екі жүз бір мың жүз жиырма) теңге ҚҚС-пен және өзіне Қызметтер көрсетумен байланысты барлық шығындарды қамтиды. 2.2. Шарттың жалпы сомасы Қазақстан Республикасындағы Энергетика Министрінің 18.05.2018 ж. №196 бұйрығымен бекітілген «Жер қойнауын пайдаланушылар мен олардың мердегерлерінің көмірсутектерді барлау және өндіру және уран өндіру жөнінде операциялар жүргізу кезінде пайдаланатын тауарларды, жұмыстар мен көрсетілген қызметтерді сатып алу қағидалары» және Шартта қарастырылған жағдайлардан басқа кезде, осы Шарт бойынша міндеттемелерін толық орындағанға дейін арттыру жағына қарай өзгертуге болмайды.	**2. ОБЩАЯ СУММА ДОГОВОРА** 2.1.Общая сумма Договора **30 003 000** (тридцать миллионов три тысяча) тенге без учета НДС и включает в себя все расходы, связанные с надлежащим оказанием Услуг. Общая сумма Договора **33 603 360** (тридцать три миллионов шестьсот три тысяча триста шестьдесят) тенге с учетом НДС 2.1.1 м/р Матин на **2024 год – 10 001 000** (десять миллионов одна тысяч) тенге без учета НДС м/р Матин на **2024 год –11 201 120** (Одиннадцать миллионов двести одна тысяч сто двадцать) тенге с учетом НДС 2.1.2. 1 м/р Матин на **2025 год – 10 001 000** (десять миллионов одна тысяч) тенге без учета НДС м/р Матин на **2025 год –11 201 120** (одиннадцать миллионов двести одна тысяч сто двадцать) тенге с учетом НДС 2.1.3 м/р Матин на **2026 год – 10 001 000** (десять миллионов одна тысяч) тенге без учета НДС м/р Матин на **2026 год –11 201 120** (одиннадцать миллионов двести одна тысяч сто двадцать) тенге с учетом НДС и включает в себя все расходы, связанные с надлежащим оказанием Услуг. 2.2. Общая сумма Договора не подлежит изменению в сторону увеличения до полного исполнения Сторонами своих обязательств по Договору, за исключением случаев, предусмотренных Договором, законодательством Республики Казахстан и «Правил приобретения недропользователями и их подрядчиками товаров, работ и услуг, используемых при проведении операций по разведке или добыче углеводородов и добыче урана», утвержденных

Егер ескерту мерзімдерінің бұзылуы немесе алушы-Тараптың төлемге арналған деректемелерін қате көрсеткенінің нәтижесінде төлемдер қате деректемелер бойынша жүргізілген жағдайда төлеуші-Тарап төлем бойынша міндеттемелерін дұрыс орындады деп есептеледі. Бұл ретте, егер аударылған ақша төлеуші-Тараптың есеп шотына қайтарылған болса, төлеуші-Тарап алынған ақшаны алушы-Тарапқа қате деректемелер бойынша ақша аударуға кеткен қосымша шығыстардың сомасын біржақты тәртіппен ұстап қалып аударуға міндетті. 16.7. Шарт Тапсырыс беруші мен Орындаушы үшін бір-бір данадан бірдей заң күші бар қазақ, орыс тіліндегі екі данада жасалды. Егер де оқу кезінде әртүрлілік пен қайшылық туындаған кезде келісім-шарттың орысша нұсқасына басымдылық беріледі. 16.8. Шарттың ажырамас бөлігі болып табылатын қосымшалар:	В случае, если в результате нарушения сроков уведомления или неправильного указания Стороной-получателем реквизитов для оплаты платежи были произведены по неправильным реквизитам, Сторона-плательщик считается надлежаще исполнившей обязательства по оплате. При этом, если перечисленные деньги возвратятся на расчетный счет Стороны-плательщика, Сторона-плательщик обязана перечислить полученные деньги Стороне-получателю, удержав при этом в одностороннем порядке сумму дополнительных расходов, понесенных в результате перечисления денег по неправильным реквизитам. 16.7.Договор составлен в двух экземплярах на русском, казахском языках, которые имеют одинаковую юридическую силу, по одному экземпляру для Исполнителя и Заказчика. В случае разногласий и разночтений русская версия Договора будет иметь преимущественную силу и приоритет. 16.8. Приложения, являющиеся неотъемлемой частью Договора:
17. ТАРАПТАРДЫҢ ЗАҢДЫ МЕКЕН-ЖАЙЛАРЫ МЕН БАНКТІК ДЕРЕКТЕМЕЛЕРІ: **Тапсырысшының деректемелері:** «Мәтен Петролеум» АҚ 060011, қ. Атырау, Бақытгерей Құлманов көшесі 105 Тел. 8 (7122) 76-66-66, факс 8 (7122) 20-21-91 СТН 600700636671 БСК 100940002277 ЖСК KZ059130019232210KZT "Банк Китая в Казахстане " ЕБ АҚ банкінде БИК BKCHKZKA **Бас директор** **Tian Kejian** _____ / **Орындаушының деректемелері:** **«Bostan birlestik»ЖК** 060000,Атырау облысы мақат ауданы Е.Аманбердиев көшесі 1 үй ЖСН 701 018 401 081 ЖСК KZ1996510F0008618816 « Fortebank»АҚ БИК IRTYKZKA **Директор** **Сабенов Е.Б.** /_____/	**17. ЮРИДИЧЕСКИЕ АДРЕСА И БАНКОВСКИЕ РЕКВИЗИТЫСТОРОН:** **Реквизиты Заказчика:** АО «Матен Петролеум» 060011, г. Атырау, улица Бақытгерей Құлманова 105 Тел. 8 (7122) 76-66-66, факс 8 (7122) 20-21-91 РНН 600700636671 БИН 100940002277 ИИК KZ059130019232210KZT в АО ДБ «Банк Китая в Казахстане» БИК BKCHKZKA **Генеральный директор** **Tian Kejian** _____ / **Реквизиты Исполнителя:** **ИП «Bostan birlistik»** 060000Атырауская обл.макатский район улица Аманбердиева Е,дом 1 ИНН 701 018 401 081 ИИК KZ1996510F0008618816 АО «Fortebank» БИК IRTYKZKA **Директор** **Сабенов Е.Б.** /_____/

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

на оказание услуг по вывозу (транспортировке), размещению и утилизации твердо- бытовых отходов (ТБО) с месторождения Матин на 2024-2026 г.г.

Объем работ/услуг				
№ п/п	**Наименование услуг**	**Порядок оказания услуг**	**Ед. измерения**	**Кол-во при разовом вывозе**
1	Оказание услуг по вывозу, размещению и утилизации твердо бытовых отходов	1.Вывоз ТБО производится специализированным транспортом, высокой проходимости, с последующей утилизацией на полигоне в соответствии с требованиями действующего экологического законодательства 2. Вывоз с дальнейшей утилизацией отходов должен осуществляться с месторождение Матин	м3	8
Местоположение места оказания услуг				
Республика Казахстан, Атырауская область Кызылкугинский район, м-р Матин находиться 41 км. до п. Макат.				
Требования к качеству и техническим характеристикам оказываемых услуг				

1. Потенциальный поставщик должен предоставить Заказчику услуги по вывозу и утилизации отходов в соответствии с требованиями Экологического Кодекса РК от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК, с соблюдением стандартов, норм санитарно-эпидемиологического контроля и техники безопасности.

2. Транспортировка (в том числе вывоз) должна осуществляться транспортными средствами, соответствующими требованиям экологического Кодекса.

3. Исполнитель своими силами осуществляет откачку жидких бытовых отходов, загрузку, вывоз и транспортировку до пункта удаления отходов.

4. При отсутствии собственных полигонов или площадок для размещения и удаления отходов Исполнитель вправе заключить договор подряда на данные услуги.(приложить договор, либо гарантийное письмо о заключении договора если потенциальный поставщик является победителем)

5. После оказания услуг прилегающая территория должна оставаться чистыми.

6. Исполнитель не допускает порчу имущества Заказчика, обеспечивает целостность инженерных сетей.

7. Исполнитель обязуется вести необходимую сопровождающую документацию при перевозке отходов, при сдаче или приеме отходов на полигон.

8. Исполнитель при оказании услуг обязуется предоставлять подтверждающие документы о сдаче или приеме и утилизации отходов на полигон.

9. Исполнитель обязуется предоставлять отчетность, информацию госорганам при оказании услуг по обращению с отходами.

10. Услуги оказываются в соответствии с Требованиями природоохранного законодательства РК, с базированием специальной техники и рабочего персонала.

11. С момента загрузки отходов на транспортное средство исполнителя право собственности на отходы переходит к Исполнителю.

12. При необходимости проведения лабораторных химических анализов по принимаемой сточной воде с месторождения «Матин» на КНС, затраты на их проведение принимает на себя Исполнитель

Предоставляемые подтверждающие документы в составе конкурсной заявки

1. Исполнитель предоставляет все подтверждающие документы на специальную технику, сведения о наличии на балансе потенциального поставщика необходимого количества передвижной техники и/или действующий договор аренды.

2. Наличие специально обученного персонала водителей с предоставлением подтверждающих документов. Предоставить свидетельство на право перевозки опасных грузов. Протокол по проверке знаний по праве перевозке опасных грузов.

3. При наличии собственных полигонов или площадок для утилизации отходов, иметь все разрешительные документы на право проведения работ по обращению с отходами, гарантийное обязательсво о получении документов после заключения договора.

4. При наличии Договора подряда на прием или хранение и на прочие обращения с отходами принимающий полигон или площадка должна иметь все разрешительные документы, предоставить договор подряда, гарантийное обязательсво о получении документов после заключения договора.

5. Все выплаты в бюджет за эмиссии в окружающую среду, связанные с обращением отходов производятся и при наличии у исполнителя договоров подряда подрядной организацией.

Переходные положения
Экологический кодекс Республики Казахстан. Кодекс Республики Казахстан от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК. Статья 337. Уведомительный режим субъектов предпринимательства в сфере управления отходами: 1. Субъекты предпринимательства, осуществляющие предпринимательскую деятельность по сбору, сортировке и (или) транспортировке отходов, восстановлению и (или) уничтожению неопасных отходов, обязаны подать уведомление о деятельности в уполномоченный орган в области охраны окружающей среды в порядке, установленном Законом Республики Казахстан "О разрешениях и уведомлениях". 2. Осуществление предпринимательской деятельности по сбору, сортировке и (или) транспортировке отходов, восстановлению и (или) уничтожению неопасных отходов без уведомления в соответствии с пунктом 1 настоящей статьи запрещается.
Сроки оказания услуг
1.Срок оказания услуг с 01.01.2024 г. по 31.12.2026 г. включительно.
Условия оказания услуг
1.Услуги оказываются транспортом, оборудованием и рабочей силой Исполнителя. 2.ГСМ для спецтехники осуществляется за счет исполнителя. 3.Вывоз отходов с территории Заказчика должен осуществляться потенциальным поставщиком по мере необходимости (по заявке).
Дополнительная информация
1. Оплата за оказанные услуги производится по факту оказанных услуг после предоставления актов приема-передачи отхода с наличием печатей всех сторон (месторождения, исполнителя и компании, осуществляющая прием и удаление отходов), счет-фактур и актов выполненных работ.

Оказание услуг	**Наименование объекта**	**Ед. изм.**	**Объем хозяйственных сточных вод для приема и обезвреживания**	**Цена одного рейса/без учета НДС тенге**
1	Атырауская область Кызылкугинский район Месторождение Матин	Рейс	73	137000
			73	137000
			73	137000

Зам. начальника отдела ПБ,ОТ и ООС **Есенкулова Г.Х.**

Договор №1

на прием и захоронение твердых бытовых отходов

пос. Доссор

«03» января 2024 г.

ТОО «Тазалык-Когал» (свидетельство о государственной регистрации юридического лица №121-1915-07-ТОО от 11.11.2011 года), в лице директора **Жасаровой Г.Р.** , действующего на основании Устава, именуемое в дальнейшем «Исполнитель», с одной стороны и **ИП « Bostan birlestik»,** в лице директора **Сабенова Е.Б.**, действующего на основании Устава, именуемое в дальнейшем «Заказчик», с другой стороны, заключили настоящий договор о нижеследующем:

1. Предмет договора

1.1.В соответствии с настоящим договором Исполнитель оказывает Заказчику услуги по приему и захоронению твердо-бытовых отходов (ТБО), образовавшихся по адресу: Макатский район_____ на полигон , расположенного на окраине пос.Макат (далее Полигон), а Заказчик оплачивает эти услуги.

1.2.Исполнитель обязуется передать Заказчику талоны на прием и захоронение твердых бытовых отходов на Полигоне твердых бытовых отходов в виде : мусора текущего ремонта помещения, картона, бумаги, обрезков кустов и деревьев, стриженной травы, отходов древесины, жестяных банок, смета с территории, тары, абразивных отходов и др. (далее по тексту ТБО) (4-5 класса – нетоксичные) по лимитам согласно паспорта отходов и нормативов образования отходов.

1.3.Исполнитель не оказывает услуг по приему категорий отходов классом опасности выше 4, а также горящих и тлеющих отходов.

1.4. Прием и учет ТБО, принятых на захоронение, осуществляется в соответствии с Правилами приема и учета твердо-бытовых отходов на Полигоне ТБО (далее Правила), являющихся неотъемлемой частью настоящего договора.,

2. Обязанности сторон

2.1. Заказчик обязуется:

2.1.1. Доставлять ТБО на Полигон собственными силами на специально оборудованных транспортных средствах (мусоровозах).

2.1.2. Не допускать загрузки спецтехники категориями отходов, указанных в п.1.3 настоящего договора.

2.1.3. При заключении настоящего договора предоставлять паспорт отходов и нормативы образования отходов. При непредоставлении вышеуказанных документов ответственность за нарушение природоохранного законодательства будет возложена на Заказчика, а Исполнитель имеет право расторгнуть договор в одностороннем порядке.

2.1.4. Обеспечить прибывающего на Полигон представителя (водителя) талонами, оформленными надлежащим образом в соответствии с Правилами.

2.1.5. Производить оплату оказанных услуг в соответствии с разделом 3 настоящего договора.

2.2. Исполнитель обязуется:

2.2.1. Обеспечить заказчика талонами установленного образца.

2.2.2. Осуществлять прием отходов по предъявлению талонов представителем Заказчика на Полигоне ТБО с 8-00 до 18-00 часов (не включая субботние, воскресные и праздничные дни).

2.2.3. Осуществлять обезвреживание и захоронение отходов силами и средствами Исполнителя.

2.2.4. При приеме отходов отмечать в журнале регистрации количество поступивших от Заказчика отходов для составления отчетности в экологические органы.

2.2.5. Соблюдать положения действующего законодательства в области обращения с отходами производства и потребления.

3. Порядок расчетов и цена договора.

4.

3.1. Общее накопление ТБО **в календарный год составляет** _____**м³.**

3.2.Стоимость приема и захоронения 1 м³ ТБО составляет **2500** тенге с учетом НДС и платы за эмиссию в окружающую среду.

3.3. **Общая сумма договора в год составляет** _____ **тенге 00 тиын с учетом НДС.**

3.4.Форма расчета - предварительная оплата на основании счета путем перечисления денежных средств на расчетный счет либо наличными средствами в кассу Исполнителя.
3.5.Не позднее 5 числа месяца, следующего за расчетным, Исполнитель направляет заказным письмом либо иным способом (курьер) акт выполненных работ (оказанных услуг) за истекший период.
3.6.Подписанный Заказчиком экземпляр акта сдачи-приемки выполненных работ в обязательном порядке передается Исполнителю. Претензии по акту выполненных работ принимаются Исполнителем в течении 5 дней со дня получения его Заказчиком. По истечении указанного срока акт считается подписанным, а работы выполненными.
3.7. Сверка объема ТБО , ввезенных на Полигон, осуществляется сторонами ежемесячно либо по согласованию сторон в иные сроки.

4. Ответственность сторон

4.1. В случае нарушения Заказчиком правил транспортировки и сдачи отходов Исполнитель имеет право приостановить прием отходов до устранения нарушений, уведомив Заказчика об этом.
4.2. За неисполнение или ненадлежащее исполнение сторонами своих обязательств по договору стороны несут ответственность согласно действующему законодательству РК.

5. Срок действия договора

5.1. Настоящий Договор вступает в силу с момента подписания и действует до 31 декабря 2024 г.
5.2. Исполнитель имеет право расторгнуть договор в одностороннем порядке в случае непредставления Заказчиком паспорта отходов или лимитов, а также копий договоров от сторонних организаций (если они имеются).
5.3. В течение 30 дней по истечению срока действия договора Сторонами составляется и подписывается акт сверки взаимных расчетов за весь период действия договора.

6. Заключительные положения.

6.1. Споры и разногласия , связанные с исполнением настоящего договора, должны по возможности решаться путем переговоров между Сторонами.
6.2. Все изменения и дополнения по настоящему договору действительны лишь в том случае, если они оформлены в письменной форме и подписаны обеими Сторонами.
6.3. Настоящий договор составлен в двух экземплярах, имеющих одинаковую юридическую силу.
6.4. Заказчик ознакомлен с содержанием и обязуется соблюдать Правила приема и учета твердо-бытовых отходов на Полигоне.

7. Юридические адреса и подписи сторон.

Орындаушы/Исполнитель:	Тапсырушы/ Заказчик:
ТОО «Тазалык-Когал» Индекс 060604, Атырауская область Макатский район, пос.Доссор Улица К.Мухтанова, 84 ИИК KZ456017141000001259 БИК HSBKKZKX АО «Народный Банк Казахстана» г. Атырау БИН 111140008281 Тел/факс 8(71239) 2-30-26	**ИП « Bostan birlestik»** Индекс 060604, Атырауская область Макатский район, пос.Макат Ул. Аманбердиев Е, ст.1 А ИИН 701018401081 Расчётный счёт № KZ1996510F0008618816 АФ АО «ForteBank » БИК IRTYKZKA
Директор _____ Жасарова Г.Р.	Директор _____ Сабитов Е.Б.
М.П.	М.П. ИИН 701018401081

ПРИЛОЖЕНИЕ 9 – ГОСУДАРСТВЕННАЯ ЛИЦЕНЗИЯ НА ПРИРОДООХРАННОЕ ПРОЕКТИРОВАНИЕ

1 - 1 14009881

МЕМЛЕКЕТТІК ЛИЦЕНЗИЯ

12.07.2014 жылы **01678Р**

Берілді	**"Жобалау институты "OPTIMUM" жауапкершілігі шектеулі серіктестігі** 130000, Қазақстан Республикасы, Маңғыстау облысы, Ақтау Қ.Ә., Ақтау к., 3, № ЗДАНИЕ №23 үй., БСН: 000740000123 (заңды тұлғаның толық аты, мекен-жайы, БСН реквизиттері / жеке тұлғаның тегі, аты, әкесінің аты толығымен, ЖСН реквизиттері)
Қызмет түрі	**Қоршаған ортаны қорғау саласында жұмыстар орындау және қызметтер көрсету** («Лицензиялау туралы» Қазақстан Республикасының Заңына сәйкес қызмет түрінің атауы)
Лицензия түрі	**басты**
Лицензия қолданылуының айрықша жағдайлары	(«Лицензиялау туралы» Қазақстан Республикасы Заңының 9-1бабына сәйкес)
Лицензиар	**Қазақстан Республикасы Қоршаған орта және су ресурстары министрлігінің Экологиялық реттеу және бақылау комитеті. Қазақстан Республикасы Қоршаған орта және су ресурстары министрлігі.** (лицензиярдың толық атауы)
Басшы (уәкілетті тұлға)	**ПРИМКУЛОВ АХМЕТЖАН АБДИЖАМИЛОВИЧ** (лицензияр басшысының (уәкілетті адамның) тегі және аты-жөні)
Берілген жер	**Астана қ.**

1 - 1 14009881

ГОСУДАРСТВЕННАЯ ЛИЦЕНЗИЯ

12.07.2014 года **01678Р**

Выдана	**Товарищество с ограниченной ответственностью "Проектный институт "OPTIMUM"** 130000, Республика Казахстан, Мангистауская область, Актау Г.А., г.Актау, 3, дом № ЗДАНИЕ №23., БИН: 000740000123 (полное наименование, местонахождение, реквизиты БИН юридического лица / полностью фамилия, имя, отчество, реквизиты ИИН физического лица)
на занятие	**Выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды** (наименование лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О лицензировании»)
Вид лицензии	**генеральная**
Особые условия действия лицензии	(в соответствии со статьей 9-1 Закона Республики Казахстан «О лицензировании»)
Лицензиар	**Комитет экологического регулирования и контроля Министерства окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан. Министерство окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан.** (полное наименование лицензиара)
Руководитель (уполномоченное лицо)	**ПРИМКУЛОВ АХМЕТЖАН АБДИЖАМИЛОВИЧ** (фамилия и инициалы руководителя (уполномоченного лица) лицензиара)
Место выдачи	**г.Астана**

Берілген құжат «Электрондық құжат және электрондық цифрлық қолтаңба туралы» 2003 жылғы 7 қаңтардағы Қазақстан Республикасы Заңының 7 бабының 1 тармағына сәйкес қағаз тасығыштағы құжатқа тең
Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года «Об электронном документе и электронной цифровой подписи» равнозначен документу на бумажном носителе