



АО «НИПИнефтегаз»

УТВЕРЖДАЮ

Генеральный директор

ТОО «Жаикмунай»

_____ Ж.К.Даркеев

« ____ » _____ 2021 г.

Отчет о возможных воздействиях
к «Проекту разработки нефтегазоконденсатного месторождения Чинаревское по
состоянию на 01.01.2021 г.»

Договор №А20-218-00

От АО «НИПИнефтегаз»:

Генеральный директор,
д-р техн. наук



О.С. Герштанский

Заместитель генерального директора
по экологии

А. О. Дусенбаева

Директор департамента охраны недр и
окружающей среды

Л. У. Ешбаева

Ответственный исполнитель,
главный специалист

Т.Ю.Мигунова

Актау, 2021

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Директор Департамента
охраны недр и окружающей среды

Подпись

Фамилия

Л.У.Ешбаева

Ответственный исполнитель,
главный специалист

Т.Ю.Мигунова

главный специалист

З.Ж. Мурталиев

главный специалист

Г.А.Мендигазиева

главный специалист

В.В.Целпанова

старший специалист

И.А.Саргожа

специалист

Р.А.Чотанова

т.контроль

Л.У. Ешбаева



СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	5
1 ОБЗОР ЗАКОНОДАТЕЛЬНЫХ И НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН В СФЕРЕ ОХРАНЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ.....	7
2 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТЕ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	11
2.1 Общая информация о месторождении	11
2.2 Климатическая характеристика	14
2.3 Гидрографическая характеристика территории расположения месторождения Чинаревское	16
2.4 Гидрогеологические параметры района расположения месторождения Чинаревское	17
2.5 Геологическая характеристика месторождения Чинаревское	21
2.5.1 Литолого-стратиграфическая характеристика месторождения.....	21
2.5.2 Тектоническая характеристика месторождения	33
2.5.3 Нефтегазоносность	39
2.6 Характеристика почвенного покрова на территории расположения месторождения Чинаревское	84
2.7 Характеристика растительного мира района расположения месторождения Чинаревское.....	89
2.8 Характеристика фауны региона.....	92
3 СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ В РАЙОНЕ ПРОВЕДЕНИЯ РАБОТ	97
3.1 Характеристика современного состояния атмосферного воздуха на территории месторождения Чинаревское ..	97
3.2 Характеристика современного состояния поверхностных вод.....	99
3.3 Характеристика современного состояния подземных вод	100
3.4 Характеристика радиационной обстановки в районе месторождения Чинаревское	119
3.5 Современное состояние почвенного покрова территории месторождения Чинаревское	123
4 СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ СФЕРА И ЭКОНОМИКА РЕГИОНА.....	126
4.1 Социально-экономические условия	126
4.2 Социально – экономическое положение Западно-Казахстанской области	127
4.3 Социально–экономическое положение района Бәйтерек Западно-Казахстанской области	134
4.4 Санитарно-эпидемиологическая обстановка региона	138
4.5 Особо охраняемые природные территории и памятники истории и культуры	140
5 ОСНОВНЫЕ ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ	142
5.1 Обоснование выделения объектов разработки.....	142
5.2 Выбор расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики	149
5.3 Технологические показатели вариантов разработки	161
5.4 Рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин	178
5.5 Рекомендации к разработке программы по переработке (утилизации) сырого газа.....	188
6 ПРЕДВАРИТЕЛЬНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ ПЛАНИРУЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ	193
6.1. Определение факторов воздействия.....	193
6.2 Виды воздействий	194
6.3 Методика оценки воздействия на окружающую природную среду	197
6.4 Методика оценки воздействия на социально-экономическую сферу	200
7 ПРЕДВАРИТЕЛЬНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ... 203	203
7.1 Характеристика объекта как источника загрязнения атмосферного воздуха.....	203
7.2 Характеристика источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу	204
7.3 Анализ расчетов выбросов загрязняющих веществ в атмосферу	206
7.4 Анализ результатов расчета рассеивания загрязняющих веществ в атмосферу	227
7.5 Санитарно-защитная зона (СЗЗ)	230
7.6 Предварительные предложения по установлению нормативов ПДВ	231
7.7 Мероприятия по охране атмосферного воздуха.....	279
7.8 Мероприятия на период неблагоприятных метеорологических условий (НМУ)	281
7.9 Предварительная оценка воздействия на атмосферный воздух	283
8 ПРЕДВАРИТЕЛЬНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ВОДНЫЕ РЕСУРСЫ	286



8.1 Характеристика водопотребления и водоотведения на месторождении Чинаревское.....	286
8.2 Мероприятия по охране поверхностных вод от загрязнения.....	297
8.3 Оценка воздействия проектируемых работ на поверхностные воды.....	298
8.4 Мероприятия по защите подземных вод от загрязнения и истощения.....	301
8.5 Оценка воздействия возможного загрязнения подземных вод.....	302
9 ПРЕДВАРИТЕЛЬНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА НЕДРА.....	305
9.1 Обоснование природоохранных мероприятий по сохранению недр.....	305
9.2 Оценка воздействия на недра.....	306
10 ПРЕДВАРИТЕЛЬНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ЗЕМЕЛЬНЫЕ РЕСУРСЫ И ПОЧВЕННЫЙ ПОКРОВ.....	309
10.1 Мероприятия по снижению воздействия на почвенный покров.....	309
10.2 Характеристика ожидаемого воздействия на почвенный покров.....	310
10.3 Рекультивация земель.....	312
11 ПРЕДВАРИТЕЛЬНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА РАСТИТЕЛЬНЫЙ ПОКРОВ.....	314
11.1 Рекомендации по сохранению и улучшению состояния растительности.....	314
11.2 Характеристика воздействия реализации проектных решений на растительные сообщества.....	315
12 ПРЕДВАРИТЕЛЬНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ЖИВОТНЫЙ МИР.....	318
12.1 Мероприятия по сохранению и восстановлению целостности естественных сообществ и видового разнообразия животного мира.....	318
12.2 Характеристика воздействия на животный мир.....	319
13 УПРАВЛЕНИЕ ОТХОДАМИ ПРОИЗВОДСТВА И ПОТРЕБЛЕНИЯ.....	321
13.1 Виды и объемы образования отходов производства и потребления.....	322
13.2 Программа управления отходами.....	348
13.3 Рекомендации по обезвреживанию, утилизации и захоронению всех видов отходов.....	358
13.4 Особенности загрязнения территории отходами производства и потребления.....	359
14 ВОЗДЕЙСТВИЕ ФИЗИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ.....	361
14.1 Шум.....	361
14.2 Вибрация.....	362
14.3 Электромагнитное излучение.....	363
14.4 Инфракрасное (тепловое) излучение.....	364
14.5 Мероприятия по снижению акустического, вибрационного, электромагнитного и теплового воздействия.....	365
15 РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ОРГАНИЗАЦИИ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ЭКОЛОГИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ.....	368
15.1 Мониторинг атмосферного воздуха.....	368
15.2 Мониторинг поверхностных вод.....	370
15.3 Мониторинг подземных вод.....	370
15.4 Рекомендации по изучению, контролю и оценки состояния горных пород (предложения по мониторингу геологической среды).....	371
15.5 Мониторинг почвенного покрова.....	373
15.6 Предложения по мониторингу растительного покрова.....	373
15.7 Предложения по мониторингу животного мира.....	374
15.8 Радиационный мониторинг.....	374
16 КОМПЛЕКСНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ ПРИ НОРМАЛЬНОМ (БЕЗ АВАРИЙ) РЕЖИМЕ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ.....	376
16.1 Оценка воздействия объекта на окружающую природную среду.....	376
16.2 Оценка воздействия объекта на социально-экономическую сферу.....	377
16.3 Оценка воздействия на культурно-бытовые, социально-экономические условия и здоровье населения.....	379
17 ОЦЕНКА ЭКОЛОГИЧЕСКОГО РИСКА.....	381
17.1 Понятия и определения.....	381
17.2 Вероятность возникновения аварийных ситуаций, виды, повторяемость, зона воздействия.....	382
17.3 Оценка воздействия аварийных ситуаций на окружающую среду.....	388
17.4 Рекомендации по предупреждению аварийных ситуаций и ликвидации их последствий.....	390

17.5 Безопасность жизнедеятельности	391
18 ПРЕДВАРИТЕЛЬНЫЕ РАСЧЕТЫ ПЛАТЕЖЕЙ ЗА ЗАГРЯЗНЕНИЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ	393
18.1 Расчет платы за выбросы загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных источников	393
18.2 Расчет платы за размещение отходов в окружающей среде	393
19 РЕКОМЕНДАЦИИ К ПОСЛЕДУЮЩЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ ДОКУМЕНТАЦИИ, ОБОСНОВЫВАЮЩЕЙ НАМЕЧАЕМУЮ ХОЗЯЙСТВЕННУЮ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ – ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ.....	394
ЗАЯВЛЕНИЕ ОБ ЭКОЛОГИЧЕСКИХ ПОСЛЕДСТВИЯХ.....	397
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	408
ПРИЛОЖЕНИЯ	411

ВВЕДЕНИЕ

Отчет о возможных воздействиях к «Проекту разработки нефтегазоконденсатного месторождения Чинаревское по состоянию на 01.01.2021г.» представляет собой анализ оценки потенциального воздействия на природную и социально-экономическую среду проектируемых работ на месторождении Чинаревское, с учетом прогнозных технологических показателей.

Целью проведения Отчета является изучение современного состояния природной среды, определение характера, степени и масштаба воздействия разработки месторождения на окружающую среду и последствий этого воздействия.

Разработка Отчета о возможных воздействиях 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 для вариантов реализации намечаемой деятельности.

Выполнение данной работы предусматривало следующие работы: сбор и анализ имеющихся материалов, проведение исследований по оценке современного состояния атмосферного воздуха, почв, поверхностных и подземных вод, флоры и фауны, оценка воздействия производственных работ на период разработки месторождения Чинаревское на окружающую среду.

Отчет о возможных воздействиях выполнялся в соответствии с требованиями следующих основополагающих документов:

-  Экологического кодекса Республики Казахстан (№400-VI от 02.01.2021 г.);
-  «Инструкции по организации и проведению экологической оценки», утверждена Приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280.
-  действующими законодательными и нормативными документами Республики Казахстан в сфере охраны недр и окружающей среды.

Для оценки фоновое состояние природной среды и социально – экономического положения региона, сложившегося к настоящему времени при выполнении Отчета о возможных воздействиях учитывались официальные справочные материалы и статистические данные по Западно-Казахстанской области, а также материалы проведенных исследований в рамках производственного экологического контроля на объектах предприятия.

Данный проект выполнен специалистами АО «НИПИнефтегаз», лицензия на природоохранное проектирование, нормирование, работы в области экологической экспертизы № 01079Р от 07.08.2007 года.

Недропользователем нефтегазоконденсатного месторождения Чинаревское является ТОО «Жаикмунай».

1 ОБЗОР ЗАКОНОДАТЕЛЬНЫХ И НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН В СФЕРЕ ОХРАНЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

Экологический кодекс (ЭК) Республики Казахстан от 2 января 2021 года № 400-VI, является основным законодательным документом Республики Казахстан в области охраны окружающей среды. Экологический кодекс определяет правовые, экономические и социальные основы охраны окружающей среды в интересах благополучия населения. Он призван обеспечить защиту прав человека на благоприятную для его жизни и здоровья окружающую природную среду. Экономические и социальные основы охраны окружающей природной среды в интересах настоящего и будущих поколений, отражены в Экологическом Кодексе, и направлены на организацию рационального природопользования. В случае противоречия между настоящим Кодексом и иными законами Республики Казахстан, содержащими нормы, регулирующие отношения в области охраны окружающей среды, применяются положения Экологического Кодекса.

Требования Экологического кодекса направлены на обеспечение экологической безопасности, предотвращение вредного воздействия любой хозяйственной деятельности на естественные экологические системы, сохранение биологического разнообразия и организацию рационального природопользования. В кодексе определены объекты и основные принципы охраны окружающей среды, экологические требования к хозяйственной и иной деятельности, экономические механизмы охраны окружающей среды и компетенции органов государственной власти и местного самоуправления, права и обязанности граждан и общественных организаций в области охраны окружающей среды.

В Кодексе указано, что все операции по недропользованию являются экологически опасными видами хозяйственной деятельности и должны выполняться с соблюдением определенных требований (ст. 397).

При проектировании хозяйственной деятельности должны быть предусмотрены:

- соблюдение нормативов качества окружающей среды;
- обезвреживание и утилизация опасных отходов;
- использование малоотходных и безотходных технологий;
- применение эффективных мер предупреждения загрязнения окружающей среды;
- воспроизводство и рациональное использование природных ресурсов.

Финансирование и реализация проектов, по которым отсутствуют положительные заключения государственных экологической экспертизы запрещаются.

Кроме Экологического кодекса вопросы охраны окружающей среды и здоровья населения регулируются следующими основными законами:

- Водный кодекс Республики Казахстан от 9 июля 2003 года №481 (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.07.2021 г.);
- Земельный кодекс Республики Казахстан от 20 июня 2003 года №442 (с изменениями и дополнениями по состоянию на 06.07.2021 г.);
- Лесной кодекс Республики Казахстан от 8 июля 2003 г. № 477 (с изменениями по состоянию на 01.07.2021 г.);
- Закон Республики Казахстан «Об обязательном экологическом страховании» от 13 декабря 2005 года №93 (с изменениями по состоянию на 01.07.2021 г.);
- Закон Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях» от 16 мая 2014 года № 202-V (с изменениями от 04.07.2021 г.);
- Кодекс Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» от 27 декабря 2017 года №125-VI (с изменениями по состоянию на 01.07.2021 г.);
- Закон Республики Казахстан «Об архитектурной, градостроительной и строительной деятельности в Республике Казахстан от 16 июля 2001 года №242 (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.07.2021 г.);
- Закон Республики Казахстан «Об особо охраняемых природных территориях» от 7 июля 2006 года №175 (с изменениями от 01.07.2021 г.);
- Закон Республики Казахстан «Об охране, воспроизводстве и использовании животного мира» от 9 июля 2004 года №593 (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.07.2021 г.);
- Закон Республики Казахстан «Об охране и использовании объектов историко-культурного наследия» от 26 декабря 2021 года №288-VI;
- Закон Республики Казахстан «О гражданской защите» от 11 апреля 2014 года №188-V (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.07.2021 г.);
- Закон Республики Казахстан «О радиационной безопасности населения» от 23 апреля 1998 г. №219 (с изменениями и дополнениями по состоянию на 25.02.2021 г.);
- Кодекс Республики Казахстан «О здоровье народа и системе здравоохранения» от 18 сентября 2009 года №193-IV (с изменениями и дополнениями по состоянию на 24.06.2021 г.).

Казахстанское природоохранное законодательство базируется на использовании экологических критериев, таких как предельно допустимые концентрации (ПДК) и нормативы эмиссий.

Токсичные и высокотоксичные вещества, используемые при строительстве и эксплуатации проектируемых объектов, а также опасные производственные процессы должны соответствовать требованиям, Экологического Кодекса Республики Казахстан, Водного кодекса Республики Казахстан, Кодекса Республики Казахстан «О здоровье народа и системе здравоохранения» и законов Республики Казахстан «О техническом регулировании» от 9 ноября 2004 года, «О безопасности химической продукции» от 21 июля 2007 года (с изм. и дополнениями от 01.07.2021 г).

К нормативам эмиссий относятся: технические удельные нормативы эмиссий; нормативы предельно допустимых выбросов и сбросов загрязняющих веществ; нормативы размещения отходов производства и потребления; нормативы допустимых физических воздействий (количества тепла, уровня шума, вибрации, ионизирующего излучения и иных физических воздействий). Статус различных видов особо охраняемых территорий определен в *Законе «Об особо охраняемых природных территориях» РК от 7 июля 2006 года №175 (с изменениями и дополнениями от 01.07.2021 г).*

Отношения в области использования и охраны водного фонда Республики Казахстан, к которому относятся все поверхностные и подземные воды, регулируются *«Водным кодексом» РК*. В ст. 120 данного закона указывается на то, что при разведке и добыче полезных ископаемых недропользователи обязаны принимать меры по предупреждению загрязнения и истощения поверхностных и подземных вод.

В соответствии с требованиями *Закона Республики Казахстан «О радиационной безопасности населения»* при выборе земельных участков для строительства зданий и сооружений должны проводиться исследование и оценка радиационной обстановки в целях защиты населения и персонала от влияния природных радионуклидов.

Закон РК «Об обязательном экологическом страховании» предусматривает обязательное экологическое страхование для всех экологически опасных предприятий. Страховым случаем будет являться внезапное непредвиденное загрязнение окружающей среды, вызванное аварией, сопровождающееся сверхнормативным поступлением в окружающую среду потенциально опасных веществ и вредных физических воздействий.

Целью обязательного экологического страхования является возмещение вреда, причиненного жизни, здоровью, имуществу третьих лиц и (или) окружающей среде в результате ее аварийного загрязнения. Физические и юридические лица, осуществляющие

экологически опасные виды деятельности, в обязательном порядке должны заключать договора об обязательном экологическом страховании.

Животный мир является важной составной частью природных богатств Республики Казахстан. **Закон РК «Об охране, воспроизводстве и использовании животного мира»** принят для того, чтобы обеспечить эффективную охрану, воспроизводство и рациональное использование животного мира. В нем определены основные требования к охране животных при осуществлении производственных процессов и эксплуатации транспортных средств. Закон определяет порядок осуществления государственного контроля охраны, воспроизводства и использования животного мира, а также меры ответственности за нарушение законодательства.

В соответствии с Экологическим кодексом, для официального утверждения любого проекта в Республике Казахстан необходимо проведение его экологической экспертизы государственным уполномоченным органом в области охраны окружающей среды.

На Государственную экологическую экспертизу представляется проектная документация с оценкой воздействия на окружающую среду с материалами обсуждения представляемых материалов с общественностью.

Общественные слушания проводятся в соответствии с **«Правилами проведения общественных слушаний»**, утвержденных Приказом и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 3 августа 2021 года № 286.

В соответствии с Экологическим кодексом используются такие экономические механизмы регулирования охраны окружающей среды и природопользования, как плата за эмиссии в окружающую среду, плата за пользование отдельными видами природных ресурсов, экономическое стимулирование охраны окружающей среды, экологическое страхование, экономическая оценка ущерба, нанесенного окружающей среде и т.д.

В соответствии с Экологическим кодексом все природопользователи, осуществляющие эмиссии в окружающую среду, обязаны получить в уполномоченном органе в области охраны окружающей среды разрешение на эмиссии в окружающую среду. При этом под эмиссиями понимаются выбросы, сбросы загрязняющих веществ, размещение отходов производства и потребления в окружающей среде, вредные физические воздействия.

Объемы допустимых выбросов и сбросов, объемы отходов и нормативы физических воздействий определяются в соответствии с требованиями **«Методики определения нормативов эмиссий в окружающую среду»**, утвержденной приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 10 марта 2021 года № 63.

2 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТЕ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

2.1 Общая информация о месторождении

ТОО «Жаикмунай» проводит разведку и добычу углеводородного сырья в пределах Чинаревского лицензионного блока в Западно-Казахстанской области РК на основании контракта с Правительством РК за №81 от 31 октября 1997 года.

Месторождение расположено в районе Бәйтерек Западно-Казахстанской области и занимает площадь 322,4 км². Северная, восточная и западная части периметра лицензионного участка проходят по государственной границе Республики Казахстан с Российской Федерацией.

Областной центр г.Уральск расположен к юго-западу от Чинаревского месторождения на расстоянии 90 км. Ближайшая селитебная зона – п.Чесноково, расположена на расстоянии около 1,12 км от существующих скважин.

Подземный магистральный газопровод ЧНГКМ – система магистральных газопроводов Интергаз Центральная Азия протекает по территории ЧНГКМ от площадки УКПГ до трассы магистрального газопровода «Оренбург-Новопсков». Протяженность газопровода составляет около 15,4 км.

Промплощадки нефтеналивного терминала и приемо-сдаточного пункта с нефтепроводом расположены в районе Бәйтерек вблизи сельского населенного пункта Белес (бывший п. Ростоши). Расстояние от границ территорий промплощадок до близ расположенных жилых домов составляет: от нефтепровода – не менее 435 метров к северу, от нефтетерминала Белес – не менее 700 метров к северо-востоку, от площадки приемо-сдаточного пункта (ПСП) не менее 2,8 км к северо-западу.

Подземный нефтепровод Чинаревское НГКМ – нефтеналивной терминал протяженностью 118,2 км проходит по территории района Бәйтерек. Ближайшие к нефтепроводу села – Рубежинское, Чувашинское и Макарово – находятся соответственно в 1,5 км к юго-востоку, в 0,5 и в 1,3 км к северу от трассы трубопровода.

Кроме того в состав ТОО «Жаикмунай» входят: магистральный нефтепровод ЧНГКМ-Ростоши протяженностью 118,2 км от промплощадки УПН до нефтеналивного терминала; магистральный газопровод ЧНГКМ – система магистральных газопроводов Интергаз Центральная Азия, предназначенный для транспортировки обессеренного сухого природного газа с УКПГ-1/2 в магистральный газопровод «Оренбург-Новопсков».

В 75 км юго-восточнее разрабатывается уникальное по запасам нефтегазоконденсатное месторождение Карачаганак, с развивающейся добычной, перерабатывающей и транспортной инфраструктурой. В 70 км западнее месторождения проходит нефтепровод "Мангышлак-

Самара" и продуктопровод Уральск-Самара. В 55 км южнее месторождения Чинаревское проходит железнодорожная магистраль Средняя Азия - Центральная Россия.

В районе Бәйтерек расположено предприятие ТОО "Жаиктранс", которое создано для транспортировки углеводородного сырья по нефтепродуктопроводу "Уральск-Самара" с нефтетерминалом.

От территории месторождения Чинаревское отходит автодорога с асфальтным покрытием, направлением запад к дороге сообщением Уральск – Рожково. На остальной территории, движение всех видов транспорта осуществляется по сети грунтовых и полевых дорог со скоростью в сухое время года до 50 км/ч.

Обзорная карта расположения месторождения Чинаревское ТОО «Жаикмунай» представлена на рисунке 2.1.1.



2.2 Климатическая характеристика

Климат района расположения месторождения резко континентальный. Начало зимы в регионе приходится на последние числа октября начало ноября месяцев. Зимний сезон характеризуется преобладанием пасмурной погоды с резкими колебаниями температуры: от суровых морозов, достигающих в отдельные годы 43°C , до оттепелей в декабре, январе и реже феврале. В связи с вторжениями зимой атлантических циклонов, довольно часто, в течение 3-5 дней, бывают оттепели, в отдельные годы нередко в эти дни выпадают осадки в виде дождя.

Летний период характеризуется жаркой, очень сухой и ясной погодой. Суточная амплитуда температур изменяется в пределах $14-15^{\circ}\text{C}$. Летний сезон длится около 4 месяцев. Продолжительность теплого периода с положительными температурами достигает 210 дней.

Климатические характеристики представлены по данным метеостанции г. Уральска.

Максимальная температура в летний период достигает плюс 40°C , минимальная температура зимой минус 42°C . В таблице 2.2.1 по данным метеостанции г. Уральска представлена среднемесячная многолетняя температура воздуха.

Таблица 2.2.1 - Среднемесячная многолетняя температура воздуха, $^{\circ}\text{C}$

Месяц												Год
I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
-14,2	-13,8	-7,3	5,5	14,9	20,2	22,6	20,6	13,7	5,1	-3,6	-10,6	4,4

Среднегодовое количество осадков на рассматриваемой территории составляет 264-296 мм, в том числе в зимний период до 150 мм. По величине средних годовых сумм осадков район оценивается как умеренно засушливый регион.

Снежный покров достигает наибольшей высоты в первой половине марта – до 15-25 см, что обеспечивает запасы влаги в снеге не более 80 мм. Максимальная высота снежного покрова достигает 40-50 см. В холодный период года выпадает 25-40% от среднегодовой суммы осадков. В таблице 2.2.2 приведено распределение осадков по месяцам года.

Таблица 2.2.2 - Распределение осадков по месяцам года, мм

Месяц												Год
I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
16	14	13	22	30	24	25	28	21	25	24	22	264

В области резко выражена сухость воздуха. Средняя относительная влажность воздуха в 13 часов дня держится в пределах 34-37%. Общее количество дней с относительной влажностью воздуха $>80\%$ за период с апреля по октябрь по данным наблюдений составляет не более 17, с относительной влажностью $<30\%$ - превышает 75. В таблице 2.2.3 представлена среднемесячная многолетняя влажность воздуха.

Таблица 2.2.3 Среднемесячная влажность воздуха, %

Месяц												Год
I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
84	83	84	70	58	53	54	53	60	74	82	85	64

Ветровой режим района характеризуется преобладанием ветров восточных и юго-восточных направлений в зимнее время и северного и северо-западного направлений в летний период. В зимнее время скорость ветра (5-9 м/с в феврале) более высокая. Чем летом (3-6 м/с в августе). Среднегодовая скорость ветра в районе составляет 4,5 м/с. Характерны сильные ветры, часто сопровождаемые пыльными бурями летом и буранами зимой. Сильные ветры зимой вызывают бураны, летом – суховеи и пыльные бури. В таблице 2.2.4 представлена среднемесячная скорость ветра.

Таблица 2.2.4 - Среднемесячная скорость ветра, м/сек

Месяц												Год
I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
4,7	5,0	5,5	4,5	4,8	4,2	3,9	3,7	3,8	4,6	4,1	4,8	4,5

По данным Филиала РГП на ПХВ «Казгидромет» по Западно-Казахстанской области (письмо №25-4-1-1/206 от 11.02.2020 г) на рисунке 2.2.1 представлена среднегодовая роза ветров.

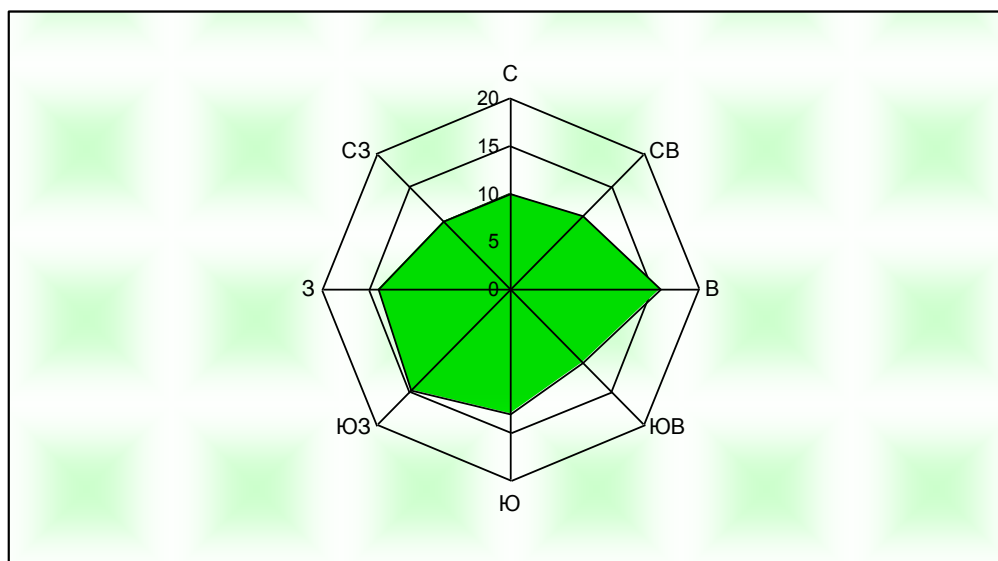


Рисунок 2.2.1 - Среднегодовая роза ветров

Метеорологические характеристики и коэффициенты, определяющие условия рассеивания ЗВ на рассматриваемой территории, приведены в таблице 2.2.5.

Таблица 2.2.5 – Климатические характеристики

№	Наименование характеристики	Величина
1	Коэффициент, зависящий от стратификации атмосферы, А	200
2	Коэффициент рельефа местности	1.0
3	Средняя температура воздуха наиболее жаркого месяца года, Т°С (июль)	+29,1
4	Средняя температура воздуха наиболее холодного месяца года, Т°С (февраль)	-16,9
5	Роза ветров, %	
	С	10
	СВ	11
	В	16
	ЮВ	11
	Ю	13
	ЮЗ	15
	З	14
	СЗ	10
	Штиль	21
	Скорость ветра (И*) по средним многолетним данным, повторяемость превышения которой составляет 5%, м/с	7

Согласно СП РК 2.03-30-2017 и результатам инженерно-геологических изысканий, сейсмичность района работ равна 6 баллов.

2.3 Гидрографическая характеристика территории расположения месторождения Чинаревское

В административном отношении месторождение Чинаревское расположено в районе Бәйтерек Западно-Казахстанской области Республики Казахстан.

Южнее месторождения протекает р. Урал, в долине, которой развито множество стариц. Вода в реках и временных водоемах пригодна только для технических целей.

По территории Чинаревского месторождения с севера на юг протекают правобережные притоки реки Урал - малые реки Ембулатовка и Быковка. Указанные реки относятся к гидрографической сети района расположения месторождения. Истоки рек находятся на территории Российской Федерации. Их суммарный среднегодовой сток составляет около 58 млн. м³. Все правобережные притоки Урала зарегулированы земляными дамбами и перемычками, что существенно повлияло на их гидрологический режим. Длина реки Быковка составляет 82 км, площадь водосбора – 565 км². Река имеет один приток длиной 2 км. Сток реки зарегулирован у поселков Балабаново и Чирово. Длина реки Ембулатовка – 82 км, площадь водосбора – 890 км². Река принимает 12 притоков общей длиной 36 км. Водоток перегорожен искусственной дамбой у села Чесноково.

Малые реки в районе Бәйтерек вскрываются в первой половине апреля. Время начала и конца паводка на малых реках каждый год разное, и меняется в пределах 10-15 дней. Самое раннее начало половодья наблюдалось в середине марта, самое позднее – во второй половине апреля. Вскрытие рек раньше всего наступает на перекатах в виде промоин, которые постепенно увеличиваются. При наступлении ледохода на перекатах образуются заторы

различной мощности, которые вызывают быстрые подъемы уровней воды. Начало ледохода наступает при уровне, превышающем межень в 1,5-3 раза. Наибольший уровень весеннего паводка устанавливается во время ледохода. В период половодья вода поднимается до 1-2 м в сутки. В течение двух - пяти дней уровень воды в реках достигает максимума, который держится не более двух суток. Максимум половодья наступает в конце апреля. После очищения рек ото льда уровни воды начинают падать. Вода падает до 50 - 100 см в сутки. При затянувшейся весне, особенно в маловодные годы, весенний ледоход иногда может не наблюдаться – лед тает на месте.

Летняя межень начинается с конца июня и длится до октября. Меженный сток рек, впадающих в реку Урал, составляет 5 - 7% от годового стока. Исключением является река Ембулатовка с меженным стоком 22% от годового стока. Наименьший годовой уровень воды в русле реки для не пересыхающих рек наступает в конце лета или в начале зимы, в зависимости от осенней метеорологической обстановки. С наступлением осени иногда происходит небольшое изменение в питании рек. Осенние дожди, в условиях понижения температуры воздуха, дают в отдельные годы некоторый подъем уровней воды и возобновление стока в руслах пересыхающих рек. Малые реки в районе Бәйтерек замерзают во второй половине ноября. Они не имеют осеннего ледохода и зимой промерзают до дна. Ледостав наступает сначала на плесовых участках реки, затем – на перекатах. Во время ледостава в силу стеснения русла рек и увеличения его шероховатости наблюдается подъем уровня рек на 20 - 30 см. Наибольший зимний подъем происходит в декабре – начале января, наименьшие уровни наблюдаются в феврале и марте.

Река Ембулатовка ближайшая к объектам ТОО «Жаикмунай». Расстояния от реки Ембулатовка до объектов ЧНГКМ представлено в таблице 2.3.1.

Таблица 2.3.1 – Расстояния от объектов ЧНГКМ до реки Ембулатовка ЗКО

Объект ЧНГКМ	Расстояние до реки Ембулатовка, м
УКПГ - 1/2	2230
УКПГ - 3	1840
УПН	2820
ЦПБО	950
ГТЭС-26МВт	2230

2.4 Гидрогеологические параметры района расположения месторождения Чинаревское

В гидрогеологическом отношении рассматриваемая территория месторождения Чинаревское находится в пределах северной прибортовой части Прикаспийского гидрогеологического региона.

Гидрогеологические условия региона сложны и обусловлены не только его структурно-тектоническими особенностями, литолого-фациальной изменчивостью пород, но и

климатическими условиями. В структурно-геологическом разрезе выделяются два водоносных комплекса: а) нижний напорный ярус, приуроченный к коренным породам мезозоя (отложения верхнего мела) и кайнозоя (отложения плиоцена); б) верхний ярус, приуроченный к плейстоцен-голоценовым отложениям.

На территории Чинаревского нефтегазоконденсатного месторождения грунтовые воды формируются как безнапорные и слабонапорные. Напорные воды формируются за счет атмосферных осадков на участках выходов водоносных горизонтов или их неглубокого залегания. Питание подземных горизонтов происходит также за счет паводковых вод. Основное движение артезианских вод происходит с севера на юг в сторону реки Урал.

По гидрогеологической характеристике в районе расположения Чинаревского месторождения не выявлены месторождения подземных пресных и минерализованных вод.

Распространение первых и вторых от поверхности водоносных горизонтов и комплексов в данном районе намечаемой деятельности отражено на фрагменте гидрогеологической карты Казахстана (рисунок 2.4.1).

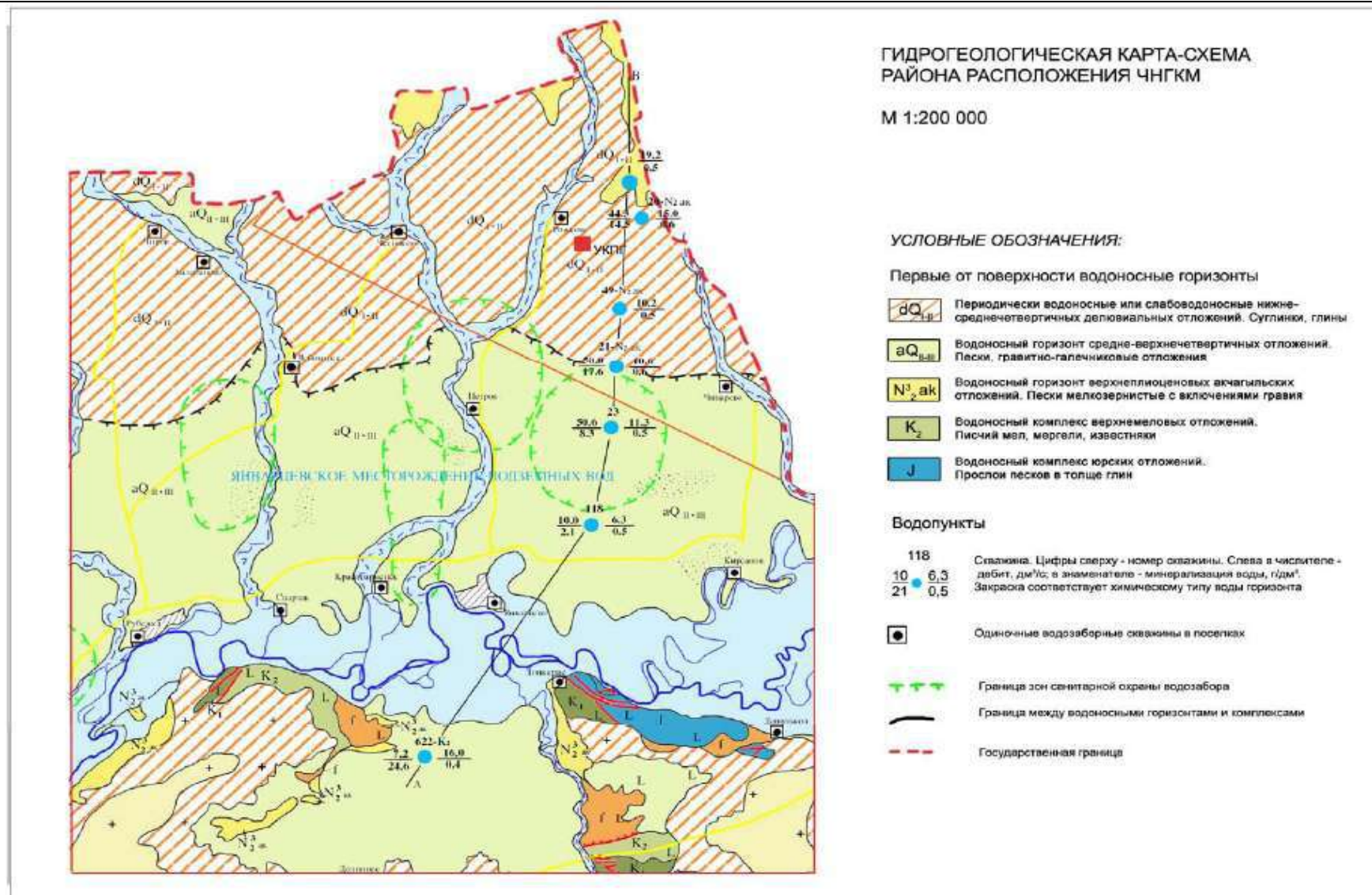


Рисунок 2.4.1 - Гидрогеологическая карта схема района расположения ЧНГКМ

Водоносные или слабоводоносные нижне-среднечетвертичные делювиальные отложения (dQ_{I-II}) наиболее широко распространены в районе расположения Чинаревского нефтегазоконденсатного месторождения. Водовмещающие породы представлены суглинками, супесями, в нижней части - с прослоями мелкозернистых, часто-глинистых песков. В зависимости от рельефа местности, глубина до воды здесь колеблется от 5-7 до 9-15 м и более. Пресные и слабосоленоватые подземные воды формируются за счет атмосферных осадков. Водообильность пород неустойчива, и находится в зависимости от сезонных колебаний количества атмосферных осадков. Дебит вод в среднем небольшой и выражается обычно сотыми и десятими долями $dm^3/сек$. Минерализация вод чрезвычайно пестрая и колеблется от 0,1 до 10 г/ dm^3 . По химическому составу воды в основном относятся к гидрокарбонатно-кальциевому типу.

Водоносный горизонт средне-верхнечетвертичных аллювиальных отложений (aQ_{II-III}) распространен в правой части долины р. Урал, в пределах низовья р. Быковка, Ембулатовка и Иртек. Здесь водовмещающие породы представлены гравийно-галечниками с песчаным заполнителем, вскрываются скважинами на глубине от 8 до 20 м и имеют мощность 10-25 м. Подстилается горизонт плотными глинами акчагыла, перекрывается слабоводоносными супесями, суглинками и глинами, придающими ему местами напорный характер. Уровни подземных вод устанавливаются на глубине 4-15 м. от поверхности земли. Питание подземных вод происходит преимущественно за счет атмосферных осадков. Воды повсеместно пресные гидрокарбонатные натриевые, кальциевые и магниевые и могут быть использованы на хозяйственно-питьевые нужды без предварительной обработки. Дебиты скважин сооруженных на этот водоносный горизонт, варьируют от 40 до 850 и более $m^3/сут$.

Водоносные горизонты верхнеплиоценовых акчагыльских отложений (N_2^3a) имеют широкое распространение в долине реки Урал в качестве второго от поверхности водоносного горизонта. Акчагыльские отложения характеризуются многопластовыми водоносными горизонтами. Водоупорами для каждого водоносного горизонта служат плотные глины. В долине реки Урал и в устьях его притоков встречаются участки, где водовмещающая толща представлена разномелкозернистыми песками с гравием и галькой. Горизонт разделяется на несколько, иногда гидравлически не связанных между собой, водоносных прослоев (мощностью до 20-25 м), вскрываемых на глубинах от 20 до 180 м и более. Воды обладают напором. Пьезометрический уровень воды устанавливается на глубине от 1,5 до 25 м. Воды по качеству - от пресных до сильно-солончатых, с минерализацией до 6-8 г/ dm^3 . По мере увеличения глубины залегания водоносного горизонта, минерализация воды повышается, и они становятся солеными и горько-

солеными. Питание водоносного горизонта осуществляется за счет инфильтрации атмосферных осадков и подтока вод из четвертичных отложений. Линзовидное залегание водоносного горизонта и ограниченные условия питания сказываются на водообильности горизонта. Дебит 0,2-0,43 дм³/сек.

Ближайшее к участку рассматриваемого объекта - Январцевское месторождение подземных вод, находится южнее площадки проектируемой УКПГ. Северная граница двух зон санитарной защиты водозаборов захватывает часть территории ЧНГКМ.

К водоносному горизонту средне-верхне-четвертичных аллювиальных отложений приурочено Январцевское месторождение. Водовмещающие породы – разнотерные гравелистые пески мощностью 10-20 м. Воды безнапорные, уровень грунтовых вод залегает на глубине 10-15 м. Дебиты скважин – 40-50 л/с при понижении 8- 10 м. Воды пресные с минерализацией до 1 г/л.

Основные расчетные гидрогеологические параметры месторождения: мощность водоносного горизонта 10-29 м; коэффициент фильтрации от 30 до 165 м/сут; водопроводимость 1300 - 1850 м²/сут; водоотдача – 0.22. ГКЗ утверждены эксплуатационные запасы подземных вод на срок эксплуатации 10000 суток в количестве А+В - 54,4 тыс.м³/сут. В данный момент месторождение не эксплуатируется.

Проведенными инженерно-геологическими изысканиями специалистами АО «НИПИнефтегаз» установлено, что на площади месторождения до глубины порядка 20 м, породы представлены тяжелыми суглинками, проницаемость которых менее 0,1 м/сут, что указывает на естественную закупорку фильтрационных каналов в грунте. То есть породы практически водонепроницаемы, что исключает загрязнение нижележащих водоносных горизонтов.

2.5 Геологическая характеристика месторождения Чинаревское

2.5.1 Литолого-стратиграфическая характеристика месторождения

На месторождении Чинаревское бурением вскрыты породы протерозойского кристаллического фундамента (скважины П-9, 10) и осадочных отложений палеозойского, мезозойского и кайнозойского возраста на максимальную глубину 5385 м (скважина 22).

Осадочный чехол района, залегающий на раннепротерозойско-архейском кристаллическом фундаменте, состоит из подсолевого, соленосного и надсолевого мегакомплексов отложений. Перспективы нефтегазоносности связываются преимущественно с подсолевым мегакомплексом, который в свою очередь подразделяется на литолого-стратиграфические комплексы.

Литолого-стратиграфическая характеристика разреза дана на основе обобщения результатов литолого-петрографических, палинологических анализов, каротажа и описания керна на месторождении.

Протерозойская группа - PR

Наиболее древними образованиями являются породы кристаллического фундамента, который вскрыт двумя скважинами (скважины П-9, 10) и представлен буровато-розовыми крупнозернистыми гранитами и гранито-гнейсами ниже-протерозойского возраста с максимально вскрытой толщиной 48 м (скважина П-9). В прикровельных гранитах отмечены признаки выветривания, но явных следов выветривания нет.

К размытой поверхности фундамента приурочен отражающий горизонт Ф.

Палеозойская группа – PZ

Разрез палеозоя начинается с девонских отложений, несогласно залегающих на отложениях протерозойского фундамента, и включает породы девонской, каменноугольной и пермской систем.

Девонская система - D

Девонские образования в пределах Чинаревского нефтегазоконденсатного месторождения представлены всеми тремя отделами: нижним, средним и верхним.

Нижний отдел - D₁

Эмский ярус - D_{1e}

Наиболее древними являются терригенные отложения эмского яруса, которые вскрыты в 27 скважинах, из которых полную толщину вскрыли только 2 скважины (П-9 (80,4 м), 10 (47,4 м)). Вскрытая толщина отложений изменяется от 1 м (Северо-Восточный участок, скважина 218) до 83 м (Северо-Восточный участок, скважина 20).

Литологически ярус представлен гравелитами, которые преобладают в разрезе скважины П-9, песчаниками, которые преобладают в разрезе скважины 10 и переходят вверх по разрезу в алевролиты, и аргиллитами, прослои которых встречаются в обеих скважинах.

Аргиллиты зеленовато-серые, участками бурые, неясно слоистые, массивные, слюдистые, с включениями ангидрита и пирита. Песчаники неотчетливо пятнистые светло-зеленовато-серой окраски массивные участками горизонтально-слоистые преимущественно мелко- и среднезернистые слюдистые плотные. Гравелиты светло-серые, мелкопятнистые, полевошпатово-кварцевые, плотные, разномзернистые, в основном мелкозернистые, с отдельными зернами кварца размером до 2,5 см, песчаные (10 - 20 %). Цемент серицито - глинистый (15 - 20 %), порового типа образовался в основном в результате разрушения полевых шпатов, реже биотита. Сортировка обломочной части плохая, окатанность слабая.

К кровле нижнедевонских отложений приурочен отражающий сейсмический горизонт D_1 .

Средний отдел - D_2

В среднем отделе выделяются два яруса: эйфельский и живетский.

Эйфельский ярус - $D_2\text{ef}$

В основании залегает преимущественно глинисто-карбонатная толща, развитая в прогибах между выступами фундамента. В разрезе яруса выделяются нижнеэйфельские в составе бийских и верхнеэйфельские - афонинские (клинцовско-мосоловские) карбонатные отложения. Карбонатные породы преимущественно темно-серые, буровато-серые, представлены доломитами и известняками биохеомогенными, органогенно-сгустковыми, сгустково-комковатыми, редко строматопорово-водорослевыми, иногда детритовыми, с зернами, иногда мелкими обломками известняка, образованного при размыве карбонатных тел. Глинисто-карбонатные породы темно-серые, пелитоморфные, массивные. Аргиллиты зеленовато-темно-серые, слабо известковистые, слоистые.

Бийские отложения вскрыты 42 скважинами, причем, в 28 из них вскрыта полная толщина, в остальных 16 подошва горизонта не вскрыта.

Литологически отложения представлены чередованием известняков и доломитов от светло до темно-буроватых, биоморфно-детритовых, иногда биогермных строматопоровых, местами амфипоровых. Органогенные остатки различной формы и размеров цементируются темноцветным цементом, содержащим мелкий органогенный детрит и примесь битума.

Толщина горизонта изменяется от 49,5 м (Северо-Восточный участок, скважина 213_1) до 127,1 м (Северо-Восточный участок, скважина 217).

К кровле бийских отложений приурочен отражающий горизонт $D_2\text{bs}$. В пределах бийского продуктивного горизонта $D_2\text{ef}(\text{bs})$ выделяются три газоконденсатные залежи: две на Западном и одна на Северо-Восточном участках.

Отложения афонинского надгоризонта (клинцовско-мосоловские и черноморские) вскрыты в 46 скважинах, из которых полная толщина вскрыта в 38 скважинах, в 3 скважинах кровля эродирована.

Клинцовско-мосоловские отложения представлены, как и бийские, карбонатными породами, которые перекрываются преимущественно аргиллитовой толщей черноморских слоев. В основании клинцовско-мосоловской толщи прослеживается относительно маломощный глинистый пласт (20 м), являющийся покровом для залежи в бийских отложениях.

Афонинские (клинцовско-мосоловские) карбонатные отложения литологически представлены темно-серыми плотными глинистыми известняками с прослойками органогенно-обломочных разностей, сложенных криноидеями, брахиоподами, иногда спикулами губок. Редко отмечаются прослои с амфипорами. Отложения преимущественно глубоководные морские карбонаты и глинистые карбонаты толщиной от 52,7 м (Южный участок, скважина 31) до 127,1 м (Западный участок, скважина 4).

На Чинаревском месторождении продуктивный горизонт, связанный с этими слоями, называется афонинским.

К кровле клинцовско-мосоловских отложений приурочен отражающий горизонт D_{2af} . В пределах афонинского продуктивного горизонта $D_{2ef}(af)$ выделяются две газоконденсатные залежи: одна на Западном и одна на Северо-Восточном участках.

Завершается афонинский надгоризонт в полных разрезах платформенного типа относительно небольшой по толщине пачкой аргиллитов, относимой к черноморскому горизонту, который вскрыт 45 скважинами, причем, полную толщину вскрыли 32 скважины, в остальных 13 скважинах кровля эродирована, в трех скважинах отложения размыты. Толщина горизонта изменяется от 16,9 м (Северо-Восточный участок, скважина 20_2) до 69,3 м (Западный участок, скважина 219).

Аргиллиты темно-серые, черные, слоистые, плотные, средней крепости с прослоями известняков заглинизированных, частично доломитизированных глубоководной фации, часто битуминозных, и алевролиты от светло-серых до буровато-серых, мелкозернистых, толщиной до 100 м (Западный участок, скважина 234).

Живетский ярус - D_{2gv}

В отложениях живетского яруса выделяются воробьевский, ардатовский и муллинский горизонты, которые развиты на периферии Чинаревского выступа, а на его наиболее приподнятых частях размыты, представлены преимущественно терригенными отложениями с подчиненным значением карбонатных пластов.

Воробьевский горизонт вскрыт в 39 скважинах, из которых в 33 скважинах толщина вскрыта полностью, в 6 скважинах кровля эродирована. В 12 скважинах, пробуренных на девонские отложения на месторождении Чинаревское, горизонт размыт.

Отложения воробьевского горизонта представлены в нижней части преимущественно глинами, аргиллитами, переходящими вверх по разрезу в песчаники и карбонаты. На Западном участке в скважинах 33 и 45 известняки замещаются терригенными отложениями, представленными алевролитами и мелкозернистыми песчаниками, кварцевыми, с включениями обугленного растительного детрита и пирита, также отмечены включения

доломита и сидерита, с глинистым и (или) карбонатным цементом контактового, пленочного, порового типа. Глинистость увеличивается вверх по разрезу. Сверху и снизу пласт ограничен глинистыми отложениями.

Вскрытая толщина изменяется от 7,0 м (Северо-Восточный участок, скважина 223) до 60,1 м (Северо-Восточный участок, скважины 22).

Ардатовский горизонт вскрыт в 40 скважинах, причем, полная толщина вскрыта в 22 скважинах, а в 12 кровля эродирована. В 15 скважинах горизонт размыт.

Толщина ардатовского горизонта меняется от 3,9 м (Северо-Восточный участок, скважина 10) до 112,3 м (Южный участок, скважина 32). По литологическому содержанию можно подразделить на четыре литофациальных типа: глинистые отложения в нижней части, выше - алевролитовые, песчаные и карбонатные отложения. Продуктивные отложения представлены алевролитами крупнозернистыми, массивными, плотными. По минеральному составу алевролиты олигомиктовые (полевошпат-кварцевые), обломочные зерна полуокатанные, хорошо отсортированные. Цемент регенерационный кварцевый (10-15 %), на отдельных участках карбонатный контактово-поровый.

В пределах ардатовского горизонта выделяется 5 газоконденсатных залежей: три на Западном, одна на Северо-Восточном и одна на Южном участках.

Отложения муллинского горизонта полностью вскрыты в двух скважинах (скважины 22, 30) на Северо-Восточном участке и в 4 скважинах (скважины 41_1, 42, 361, 724_1) на Западном участке месторождения. Кровля муллинского горизонта вскрыта в 10 скважинах (скважины 22, 30, 40_1, 41_1, 42, 52_1, 57_1_2, 303, 361, 724_1). В 27 скважинах и стволах 27_1, 27_1_1, 27_2, 27_2_1, 28, 29, 46, 54, 57_2, 61_1, 115, 119, 213, 213_1, 216, 216_1, 216_2, 300, 300_1, 300_2 (Северо-Восточный участок), 33, 45, 204, 234, 234_1 (Западный участок), 32, 32_1 (Южный участок) кровля горизонта эродирована. В 28 скважинах, пробуренных на девонские отложения, отложения размыты.

Отложения представлены переслаиванием карбонатных и терригенных пород (известняков, доломитов, глинистых сланцев, аргиллитов, песчаников и алевролитов). Терригенные породы представлены песчаниками мелкозернистыми и крупнозернистыми алевролитами. Карбонатные породы характеризуются низкими емкостно-фильтрационными свойствами, по составу определены как известняки и доломиты известковистые.

Минимальная вскрытая толщина муллинского горизонта достигает 2,1 м (Северо-Восточный участок, скважина 216_1). В скважинах, вскрывших кровлю горизонта, толщина меняется от 96,9 м (Северо-Восточный участок, скважина 30) до 117,2 м (Западный участок,

скважина 42). В пределах муллинского горизонта на Западном и Северо-Восточном участках выделяется 5 и 4 газоконденсатные залежи, соответственно.

Верхний отдел - D₃

Отложения верхнего девона представлены в объеме франского и фаменского ярусов.

Франский ярус - D₃ fr

Отложения франского яруса размыты почти по всей площади месторождения и присутствуют только в 10 скважинах (скважины 22, 30, 40_1, 41_1, 42, 52_1, 57_1_2, 303, 361, 724_1). Максимально вскрытая толщина составляет 349,2 м (Западный участок, скважина 41_1). Породы франского горизонта с размывом залегают на живецких отложениях. Франские отложения представлены терригенно-карбонатным комплексом. Терригенные породы имеют состав с содержанием песчаников, алевролитов, аргиллитов с прослоями глинистых и битуминозных известняков. Карбонатные отложения представлены известняками, доломитами.

Алевролиты темно-серые, коричневато-серые, мелко-крупнозернистые, песчаные, кварцевые, пиритизированные, слоистые, в единичных случаях с фрагментами фитогенной текстуры, плотные. При петрографическом описании структура алевролитов определена как разномзернистая, крупнозернистая, песчаная. Песчаники светло-серые, серые, серовато-коричневые, мелкозернистые, алевроитовые, кварцевые, плотные, средней крепости. Аргиллит темно-серый, мелко-крупночешуйчатый, алевролитистый. Известняк серый, тонкокристаллический, алевролитистый, органогенный.

В разрезе франского горизонта выделяется 5 газоконденсатных залежей на Западном участке месторождения.

Фаменский ярус - D₃ fm

Отложения фаменского яруса вскрыты 83 скважинами, но полная толщина вскрыта только в 51 скважине.

Породы яруса с размывом залегают на разновозрастных отложениях от позднего протерозоя до франского яруса, что, по-видимому, связано с региональным несогласием, при котором в процессе тектогенеза сформировалась грабен - горстовая блоковая структура в пределах ранее существовавших выступов докембрийского фундамента.

Мелководно-морские фаменские карбонатные отложения сложены доломитами и известняками: доломиты серые до буровато-коричневых, мелкокристаллические, массивные, участками брекчиевидные, уплотнённые, средней крепости, трещиноватые, мелкопористые; известняки доломитизированные серые, светло-серые мелкокристаллические, плотные, крепкие; известняки светло-серые до белого, рыхлые, пористые, толщиной от 348,4 м

(Южный участок, скважина 31) до 475,9 м (Западный участок, скважина 41_1).

К подошве фаменских отложений приурочен сейсмический отражающий горизонт P_3 аналог P_3 .

К фаменскому ярусу приурочена газоконденсатная залежь на Южном участке.

Каменноугольная система - С

В составе каменноугольной системы на Чинаревском месторождении выделяются нижний и средний отделы.

Нижний отдел - C_1

В составе нижнего отдела присутствуют турнейский, визейский и серпуховский ярусы.

Турнейский ярус - C_{1t}

Отложения яруса вскрыты всеми пробуренными скважинами, кроме скважин П-1, 5, 7, 701, 703, 724, 725 и представлены преимущественно мелководно-морскими карбонатными отложениями: доломитами и известняками светло-серыми, серыми, сгустково-комковатыми, мелкодетритовыми, часто перекристаллизованными, плотными, крепкими, участками тонко-, мелкопористыми с наличием стилолитовых швов, заполненных чёрным углистым материалом, пористо-кавернозными с прослоями аргиллитов, черных и темно-серых, реже серых, сланцеватых, плотных, средней крепости, с вкраплениями пирита. Толщина отложений меняется в диапазоне 149,3 м (Северо-Восточный участок, скважина 217) – 183,0 м (Западный участок, скважины 361).

К кровле турнейского яруса приурочен сейсмический отражающий горизонт C_{1t} .

В отложениях турнейского яруса выделяется 12 нефтяных и две газоконденсатных залежи: 8 на Западном, 4 на Северо-Восточном и две на Южном участках месторождения.

Визейский ярус - C_{1v}

В визейском ярусе выделяются два подъяруса (нижний и верхний), граница между которыми проводится в основании зоны *Endothyranopsis compressa* — *Archaediscus krestovnikovi*.

К нижнему визейскому относится бобриковкий горизонт, который сложен преимущественно аргиллитами с прослоями песчаников и глинистых известняков, несогласно залегающими на отложениях турнейского яруса.

Разрез горизонта сложен преимущественно аргиллитами зеленовато-серыми, серыми, темно-серыми и черными, плотными, средней крепости и крепкими, с включениями пирита, сланцеватыми, редко игольчатыми, с прослоями известняков серых и темно-серых до черных, скрыто- и мелкокристаллических, массивных, плотных, средней крепости и мягких,

с включениями углисто-глинистого материала, доломитов светло-серых и желтовато-серых, перекристаллизованных, мелко- и среднекристаллических, средней крепости, трещиноватых, алевролитов серых, темно-серых, мелко-крупнозернистых, песчанистых, слоистых, участками обломочных, среднесцементированных, на карбонатном цементе контактово-порового и базального типа, с неровным изломом, трещиноватых, и песчаников серых, мелкозернистых, алевроитовых, кварцевых, массивных, плотных, крепких, на карбонатном цементе базально-порового типа, крепких, с трещинами и ровным изломом. Толщина отложений варьирует от 15,3 м (Северо-Восточный участок, скважина 22) до 30,8 м (Южный участок, скважина 31).

В бобриковском продуктивном горизонте выделено 6 нефтяных залежей: 3 на Западном участке, две на Северо-Восточном участке и одна на Южном.

Верхний визейский включает в себя тульский горизонт и окский надгоризонт, состоящий в свою очередь из алексинского, нерасчлененных михайловского и веневского горизонтов: толщиной от 28,0 м (Западный участок, скважина 45) до 39,2 м (Северо-Восточный участок, скважина 303), алексинский толщиной от 80,8 м (Южный участок, скважина 401) до 120,6 м (Северо-Восточный участок, скважина 46), михайловский + веневский толщиной от 164,3 м (Южный участок, скважина 23) до 260,4 м (Западный участок, скважина 41_1). Отложения окского надгоризонта согласно залегают на породах тульского горизонта.

Тульский и алексинский горизонты представлены глинисто-карбонатным типом разрезов, возможно отражающим продолжение трансгрессии моря. Сложены они чередованием биоморфно-детритовых темноцветных карбонатных отложений и аргиллитов черных, горизонтально-слоистых, соответствующих образованиям мелководных шельфовых равнин. В основании тульского горизонта залегают известняки биохеогенные темноцветные глинисто-битуминозные, местами окремненные (тульская плита), формирование которых может быть связано с относительно глубоководными условиями.

Михайловский и веневский, как правило, нерасчлененные горизонты, представлены светло-серыми биоморфно-детритовыми известняками, переходящими в зоне одновозрастного бортового уступа в известняки биогермные, водорослевые, фораминиферо-водорослевые.

Серпуховский ярус – C_{1s}

Отложения серпуховского яруса представлены преимущественно известняками доломитистыми и слабодолмитистыми, серыми, светло-серыми до белого, меловидными, мелкокристаллическими, микротрещиноватыми, пористо-кавернозными в различной степени

уплотненными с включениями углисто-глинистого материала с прослоями доломитов серых и светло-серых, массивных, плотных, средней крепости, толщиной 110,3 м (Западный участок, скважина 41_1) – 167,4 м (Западный участок, скважина 210).

Средний отдел – C_2

Отложения среднего отдела представлены башкирским и московским ярусами.

Башкирский ярус – C_2b

Отложения башкирского яруса, которые со стратиграфическим перерывом перекрывают серпуховские отложения, вскрыты всеми 81 пробуренными скважинами, кроме скважин П-1, 41, и 5 стволами 27_2, 41_1, 52_2, 701_1 и 724_1.

В разрезе присутствует только нижнебашкирский подъярус в объеме нерасчлененных краснополянского, северокельтменского и прикамского горизонтов, сложенных преимущественно известняками светло-серыми до белого, меловидными, мелкокристаллическими, микротрещиноватыми пористо-кавернозными, рыхлыми, слабой крепости, сменяющимися вверх по разрезу на известняки светло-серые до белого, скрыто - и мелкокристаллические слабой крепости, пористые-кавернозные. Наблюдаются вторичные процессы, такие как рекристаллизация и ангидритизация. Встречаются прослои доломита коричневатого-серого, плотного и аргиллита серого и темно-серого до черного, слоистого, плотного, с вкраплениями пирита. Толщина горизонта 70,3 м (Северо-Восточный участок, скважина 46) – 101,2 м (Западный участок, скважина 40).

К кровле башкирского горизонта приурочен C_2b отражающий горизонт (аналог Π_2^1). В башкирских отложениях выделяются 5 нефтяных залежей: две на Западном участке и три на Северо-Восточном.

Московский ярус – C_2m

Ярус представлен верейским горизонтом, являющимся обширной региональной покрывкой, сложен глинами тёмно-зелёными, серыми, вязкими; аргиллитами темно-серыми, черными, плотными, слоистыми; известняками серыми, темно-серыми, в разной степени глинистыми, мелкокристаллическими, редко - скрытокристаллическими, плотными, крепкими с включениями углисто-глинистого материала и углистыми сланцами чёрными. Толщина горизонта 26,9 м (Южный участок, скважина 410) – 107,9 м (Западный участок, скважина 40).

К кровле верейского глинистого горизонта нижнего карбона приурочен сейсмический отражающий горизонт Π_2 .

Пермская система – Р

Отложения пермского возраста залегают на каменноугольных породах со

стратиграфическим перерывом, отвечающим большей частью средне-позднекаменноугольному времени. Пермская система представлена нижним и верхним отделами.

Нижний отдел – P_1

В составе нижнего отдела пермской системы выделяются нерасчлененные ассельский, сакмарский и артинский ярусы, и кунгурский ярус.

Ассельско-артинский ярус – P_1^{as-a}

Ассельско-артинская часть разреза представлена известняками и доломитами серыми и тёмно-серыми, иногда органогенно-комковатыми с включением сцементированных песчаников и незначительным включением ангидритов толщиной 589,3 м (Южный участок, скважина 410) – 856,8 м (Западный участок, скважина 361).

Кунгурский ярус – P_1^k

Кунгурский ярус в разрезах представлен нижней толщей карбонатно-сульфатных и верхней толщей соленосных и соленосно-терригенных пород, которые сопоставляются с филипповским и иренским горизонтами, главным образом, по миоспорам.

Нижняя часть яруса – филипповский горизонт - сложена сульфатными породами с карбонатными прослоями, представленными гипсо-ангидритами белыми, серовато-белыми, скрытокристаллическими, массивными, уплотненными, средней крепости с прослоями доломитов известковистых серых и светло-серых, скрытокристаллических, плотных, крепких и известняков доломитистых светло-серых, скрытокристаллических, массивных, плотных, средней крепости. Доломиты доминируют и преобладают в северной части месторождения (прибрежной/лагунной части), в то время как известняки – в южной части (прибрежная часть). Филипповские образования имеют толщину 165,0 м (Западный участок, скважина 208) – 438,1 м (Южный участок, скважина 31).

Верхняя часть яруса – иренская свита – представлена преимущественно галитами белыми, полупрозрачными, массивными, скрыто-мелкокристаллическими с прослоями гипсо-ангидритов белых, серовато-белых, тонкокристаллических, пластичных, вязких, гипсов белых, вязких, слабой крепости и ангидритов от серого до темно-серого, мелкокристаллических, плотных, а также глин серовато-коричневых, пластичных, комковатых, слабо известковистых, толщиной 431,2 м (Южный участок, скважина 402) – 1053,9 м (Южный участок, скважина 31).

С филипповским горизонтом связаны 6 газоконденсатных залежей на Западном участке и две нефтяные залежи на Северо-Восточном участке.

Верхний отдел – P_2



Представлен в объеме уфимского, казанского и татарского ярусов.

Уфимский ярус – $P_2 u$

Разрез сложен преимущественно галогенно-терригенными породами: глинами серовато-коричневыми, слабо известковистыми, пластичными, комковатыми, гипсами белыми, светло-серыми, тонковолокнистыми, мягкими, пластичными с включениями частиц ангидрита светло-серого, скрытокристаллического, уплотненного и гипсо-ангидритами белыми, серовато-белыми, тонкокристаллическими, пластичными, вязкими с прослоями галитов белых, полупрозрачных, массивных, скрыто-мелкокристаллических и аргиллитов коричневых и темно-серых, плотных, толщиной 71,0-184,0 м.

Казанский ярус – $P_2 kz$

В составе казанского яруса выделяются калиновский и гидрохимический горизонты.

Калиновский горизонт сложен глиной красновато-коричневой, коричневой, комковатой известковистой, пластичной и аргиллитами коричневыми, массивными, плотными с прослоями гипсо-ангидритов белых, серовато-белых, тонкокристаллических, пластичных, вязких и галитов белых и светло-серых, полупрозрачных, скрытокристаллических, массивных, плотных. Толщина горизонта 16,0-67,0 м.

Нижняя часть гидрохимического горизонта представлена, в основном, галитами белыми, полупрозрачными, массивными, скрыто-мелкокристаллическими, гипсо-ангидритами белыми, серовато-белыми, тонкокристаллическими, пластичными и аргиллитами коричневыми, массивными, плотными, вязкими, которые вверх по разрезу заменяются ангидритами серыми, светло-серыми, тонкокристаллическими, крепкими и гипсами светло-серыми до белого, скрытокристаллическими, вязкими с тонкими прослоями галитов, аргиллитов и цемента. Верхняя часть разреза представлена преимущественно аргиллитами известковистыми, зеленовато-серыми, темно-серыми, плотными, крепкими с прослоями глины известковистой красновато-коричневой, коричневой, комковатой, пластичной и светло-серой, полупрозрачной, скрыто-кристаллической, алевролитов коричневых, серых, красновато-серых плотных, средней крепости и гипсо-ангидритов светло-серых, уплотнённых. Толщина горизонта 264,1-1033,6 м.

Татарский ярус – $P_2 t$

Ярус в нижней части сложен аргиллитами известковистыми, зеленовато-серыми, темно-серыми, плотными, крепкими и глинами известковистыми красновато-коричневыми, коричневыми, комковатыми, пластичными, а также песчаниками бурыми, красновато-бурыми, мелкозернистыми, заглинизированными, слабой крепости с подчинёнными прослоями алевролитов коричневых, серых, плотных, средней крепости, гипсов белых,

светло-серых, тонкокристаллических, слабой крепости и гипсо-ангидритов светло-серых, серых, скрытокристаллических, массивных, уплотненных, средней и слабой крепости.

В средней части – глинами известковистыми красновато-коричневыми, коричневыми, комковатыми, пластичными с прослоями алевролитов серых, зеленовато-серых, глинистых, слабой крепости. В верхней – преимущественно глинами красновато-коричневыми, бурыми, комковатыми, вязкими, пластичными с прослоями песчаников буровато-коричневых, мелкозернистых, слабой крепости. Толщина яруса составляет 336,0-598,0 м.

Мезозойская группа - MZ

Мезозойские отложения представлены триасовой и нерасчлененной юрско–меловой системами.

Триасовая система – Т

Представлена только нижним отделом, сложенным терригенными отложениями: песчаниками с прослоями глин и алевролитов. Нижний отдел, судя по данным каротажа, состоит из четырех трансгрессивно-регрессивных циклов. Каждый из циклов начинается трансгрессивной серией и завершается регрессивной. Трансгрессивная серия состоит из нескольких пачек отложений, каждая из которых начинается песчаниками и завершается глинами, с закономерным уменьшением доли песчаников и их зернистости снизу вверх. Регрессивная серия также состоит из нескольких пачек отложений, начинающихся глинами и завершающихся песчаниками с закономерным увеличением содержания песчаников и их огрублением снизу вверх. Триасовые отложения среднего и верхнего отделов размыты. Толщина триасовых отложений изменяется от 440,1 до 633,8 м.

Юрская+меловая системы – J+K

Нерасчлененные юрско-меловые отложения с размывом залегают на отложениях триаса.

Разрез юрско-меловой толщи представлен преимущественно терригенными отложениями среднего и верхнего отделов юрской, нижнего и верхнего отделов меловой систем.

Среднеюрские отложения представлены байосским и батским ярусами. Сложены они алевролитово-песчанисто-глинистыми породами, формировавшимися в прибрежных условиях мелководного эпиконтинентального морского бассейна. Отложения верхней юры представлены пелитоморфными известняками и алевролитово-глинистыми образованиями. Нижнемеловые отложения сложены преимущественно глинистой толщей с подчиненными прослоями песчаников (баррем). Верхний мел представлен известняками, писчим мелом,

мергелем, а в основании - известковистой глиной. Толщина юрско-меловых отложений - 29,8-134,1 м.

Кайнозойская группа – KZ

Кайнозойская группа представлена нерасчлененными неоген-антропогеновыми терригенными отложениями.

Неоген-антропоген – N+Q

Нерасчлененные неоген-четвертичные отложения с размывом залегают на юрско-меловых.

Неогеновые отложения представлены глинами с небольшими прослойками песчаников и алевролитов акчагыльского и апшеронского ярусов. Формировались они в мелководном морском бассейне.

Антропогеновые отложения сложены глинами, песчаниками, суглинками, супесями, местами с линзами песчано-галечных отложений.

Толщина неоген-антропогеновых отложений составляет 20,6 - 70,7 м.

2.5.2 Тектоническая характеристика месторождения

Чинаревское месторождение расположено в пределах Северной бортовой части Прикаспийской впадины и приурочено к северному склону одноименного выступа фундамента (рисунок 2.5.2.1).

Строение внешней прибортовой зоны, к которой приурочено рассматриваемое месторождение, характеризуется пологим платформенным моноклиальным погружением на юг отложений от фаменско-турнейского возраста до надсолевых включительно.

По фундаменту и отложениям нижнего и среднего девона фиксируется горстообразная приподнятая зона. Поверхность кристаллического фундамента в сводовой части Чинаревского выступа находится на отметке – 5,1 км. С юга, по восстанию, структура экранируется субширотным тектоническим нарушением взбросового типа. Брахиформная структура со срезанным продольным нарушениями была сформирована пликативно-дизъюнктивными тектоническими движениями.

В настоящее время представление о строении Чинаревского месторождения основывается на базе структурно-тектонической модели, созданной компанией RES (Reservoir Evaluation Services Kazakhstan) в 2007 г., которая ежегодно обновлялась с учетом новых данных, полученных в результате бурения разведочных и эксплуатационных скважин. Последнее обновление модели произведено на дату 20.03.2019 г.

Ниже приведено описание осадочной толщи месторождения, которая в структурном плане подразделяется на четыре структурных этажа: ниже-верхнедевонский, верхнедевонско-нижнепермский, соленосный и надсолевой.

Ниже-верхнедевонский этаж выделяется в объеме отложений нижнего, среднего девона и верхнего девона нижнефранского подъяруса. Для этажа характерна существенная тектоническая дислоцированность, в результате чего он разбит тектоническими нарушениями F_0 , F_1 , F_2 , F_3 на три субширотно ориентированных участка (Северо-Восточный, Западный и Южный).

Каждый из этих участков в свою очередь, тектоническими нарушениями различной амплитуды, разбит на ряд блоков, в пределах которых отложения погружаются на север под углом 6-10°.

Амплитуды смещения нарушений достигают 350 м. Направление падения плоскости смещения большинства тектонических нарушений северное и северо-восточное.

Структуры вытянуты вдоль тектонических нарушений. В наиболее приподнятых частях девонские отложения в различной степени размыты.

Основное направление оперяющих тектонических нарушений в девонских отложениях с северо-запада на юго-восток. Почти все разрывные нарушения имеют взбросовый характер, но для некоторых характерен сдвиговый или комбинированный взбросо-сдвиговый характер.



Рисунок 2.5.2.1 – Тектоническая схема фундамента района работ (Матлошинский Н.Г., 1999 г. с дополнениями)

Амплитуды смещения варьируют от нескольких метров до первых десятков метров. Направление падения плоскости смещения большинства тектонических нарушений северное и северо-восточное.

Строение этого структурного этажа характеризуется набором структурных карт по отражающим горизонтам D_{2bs} , D_{2af} , D_{2ad} , D_{2ml} , D_{3fr} стратиграфически приуроченных к кровле бийского, афонинского, ардатовского, муллинского и франского горизонтов, которые несут унаследованный характер.

Ниже приводится структурно-тектоническое строение.

Структура по афонинскому, ардатовскому, муллинскому и франскому горизонтам в целом, повторяет структурный план бийских отложений и носит унаследованный характер. По бийскому, ардатовскому, муллинскому и франскому горизонтам рисуются зоны отсутствия горизонта в связи с их выклиниванием под поверхность несогласия. Наибольшему размытию подвергся франский горизонт, отложения которого имеются только в северной, северо-западной и частично в северо-восточной частях Чинаревского месторождения.

На структурных картах выделяются три поднятия: Северо-Восточное, Западное и Южное. Каждое поднятие представляет собой полу-горст, тектонически экранированный в южной части. Амплитуда ограничивающих тектонических нарушений от 20 до 300 м.

В виду унаследованности структурных планов снизу вверх, описание тектонического строения структуры приводится на основе структурного плана наиболее погруженного бийского горизонта.

Северо-Восточное поднятие субширотного простирания расположено в пределах замкнутой изогипсы - 5100, имеет размеры 17,5 x 3,2 км и амплитуду до 275 м. Структура с юга ограничена тектоническим нарушением F_1 с падением на север и протяженностью до 12 км и осложнена серией оперяющих тектонических нарушений f_1 , f_2 , f_4 , f_5 , f_8 , f_9 - субширотного и f_3 , субмеридионального простирания. Максимальная амплитуда нарушения F_1 достигает 350 м.

Западное поднятие расположено в районе скважин 4, 45, 234, 208, 204 и 33, представляет собой антиклиналь, имеющую два свода, и простирается в северо-восточном направлении. По оконтуривающей изогипсе -5100 м имеет размеры 11,5 x 1,5 км и амплитуду 200 м. Южная часть поднятия ограничена тектоническим нарушением F_2 с падением на север и протяженностью до 17 км, амплитуда которого достигает порядка 200 м.

Это нарушение подсечено скважиной 4, которая вскрыла повторяющиеся разрезы бийских и афонинских отложений. В районе скважины 45 и 204 Западное поднятие осложнено оперяющими малоамплитудными нарушениями (f_{2-2} и f_{2-1}) северо-восточного простирания. Южное поднятие субширотного простирания расположено в районе скважин 23,

31 и в пределах оконтуривающей изогипсы - 4850 м имеет размеры 19,0 x 2,0 км и амплитуду 100 м.

Сводовая часть поднятия осложнена небольшими куполами. С юга поднятие ограничено тектоническим нарушением F_0 с падением на север и осложнено более малоамплитудными (до 40 м) тектоническими нарушениями субширотного и тектоническим нарушением (до 200 м) субмеридионального направления. Протяженность нарушения F_0 достигает порядка 20 км.

Верхнедевонско-нижнепермский этаж подразделяется на три яруса: фаменско-турнейский, визейско-башкирский и московско-нижнепермский.

Данный структурный этаж снизу вверх характеризуется ослаблением тектонической активности и общим моноклинальным погружением осадочных пород с севера на юг.

Однако, необходимо отметить, что хотя произошло “выполаживание” древних структур и затухание тектонических движений, влияние последних отразилось на строении более молодых отложений. Это влияние проявилось в виде наличия локальных прогибов, фациальных замещений по простиранию, биогермных построек, совпадающих в плане с резкими изменениями форм рельефа и тектоническими нарушениями в среднем девоне.

С начала позднего франа началось интенсивное погружение исследуемой территории, сопровождавшееся трансгрессией моря и установлением карбонатного режима осадконакопления, продолжавшегося до кунгурского времени, с небольшими перерывами в визейское и московское времена.

Структурный план верхнедевонско-нижнепермского этажа характеризуется набором структурных карт по P_3 , турнейскому, бобриковскому, башкирскому и филипповскому отражающим горизонтам. Структура представляет собой моноклираль, погружающуюся с севера на юг, осложненную тремя поднятиями, каждая из которых представляет собой брахиантиклинальную складку, ограниченную тектоническим нарушением и осложненная разрывными нарушениями. Максимальная тектоническая дислоцированность наблюдается в центральной части поднятия.

Отмечается снизу вверх унаследованность структурных планов всех турнейских продуктивных горизонтов и хорошая сопоставимость со структурной картой по турнейскому горизонту C_{1t} .

По турнейским отложениям основные тектонические нарушения F_0 , F_1 , F_3 имеют субширотные направления, остальные подчинены им.

По турнейскому горизонту наиболее разбуренное и изученное поднятие находится на Северо-Восточном участке и представляет собой антиклиналь, имеющую вытянутую вдоль тектонического нарушения овальную форму с направлением с северо-запада на юго-восток и

несколько сводов, с южной стороны структура тектонически экранирована нарушением F_1 . Максимальная амплитуда свода по горизонту C_{1t} составляет 45 м от изогипсы с абсолютной отметкой -4200 м. Ширина основной структуры 4,8 км, длина 9,8 км.

Южное поднятие представлено двумя сводами, оконтуренными замкнутой изогипсой - 4225 м. Первый свод локализуется южнее скважины 23 и имеет размеры 10,5 x 1,5 км и амплитуду до 40 м. Восточнее от него неглубоким прогибом отделяется второй свод размерами 4,0 x 1,0 км и амплитудой до 40 м. Свод структуры смещен на юг и срезан сбросом. Юго-восточная периклиналь поднятия осложнена в сводовой части тектоническим нарушением.

На Западном участке выделяется довольно обширное поднятие субширотного простирания амплитудой порядка 60 м, свод которого находится за пределами контрактной территории. Небольшие по размерам и амплитуде поднятия выделяются в районе скважин 33 и 45.

По кровле бобриковского горизонта структура в целом повторяет структурный план турнейских отложений и носит унаследованный характер. Выделенные тектонические нарушения имеют преимущественно широтное и субширотное направление. Наиболее протяженными являются разрывные нарушения, расположенные в центральной и в юго-восточной части месторождения, ограничивающие с юга Северо-Восточный и Южный участки.

Башкирский горизонт представляет собой моноклираль, погружающуюся с севера на юг с изменением глубин от - 3460 м до - 3940 м, где по сравнению с предыдущими интерпретациями обозначились тектонические нарушения F_0 , F_1 и f_2^1 сквозные, прослеживающиеся с девонских и вплоть до башкирских отложений. Амплитуды нарушений снизу вверх уменьшаются. Структура осложнена локальными поднятиями, представляющими собой структурные ловушки.

Структурный план филипповских отложений характеризуется моноклинальным погружением с севера на юг.

Соленосный структурный этаж характеризуется пластовым залеганием соли в пределах всей контрактной территории.

Строение надсолевой (татарско-кайнозойской) части разреза, в основном, подчиняется характеру соляной тектоники.

Надсолевой структурный этаж залегает моноклинально и в соответствии с региональным наклоном, характерным для соленосного, погружается с севера на юг. Вследствие размыва на фоне регионального наклона к югу, под покровный комплекс неоген-четвертичных отложений выходят разновозрастные отложения надсолевого структурного этажа.



2.5.3 Нефтегазоносность

На Чинаревском месторождении перспективы нефтегазоносности связываются преимущественно с подсолевым мегакомплексом, который в свою очередь подразделяется на литолого-стратиграфические комплексы.

Комплексы, отражают чередование преобладающих карбонатных и подчиненных терригенных толщ (снизу вверх): терригенный рифейский, преимущественно терригенный нижнедевонский, карбонатный эйфельский, терригенный (терригенно-карбонатный) живетско-нижнефранский, карбонатный верхнефранско-турнейский, терригенный бобриковский, карбонатный визейско-нижнебашкирский, терригенный верхнебашкирско-нижнемосковский, карбонатный московско-артинский. Характерной чертой строения карбонатных комплексов является фациальный переход от мелководноморских в глубоководные с образованием на границе смены фаций рифовых поясов. Нефтегазоносность месторождения Чинаревское установлена в пределах трех участков: Западном, Северо-Восточном, Южном.

С эйфельским карбонатным комплексом связаны газоконденсатные залежи, выявленные на Западном и Северо-Восточном участках в бийских, афонинских отложениях.

К терригенному и терригенно-карбонатному живетско-нижнефранскому комплексу приурочены газоконденсатные залежи, установленные на Западном участке в ардатовских, муллинских, франских отложениях, Северо-Восточном в ардатовских, муллинских и Южном участке в ардатовских отложениях.

К карбонатному верхнефранско-турнейскому комплексу приурочены фаменская газоконденсатная залежь на Южном участке, турнейские газоконденсатные залежи Т-IA, Т-I на Северо-Восточном и Южном участках, соответственно, и нефтяные Т-I, Т-IB на Западном и Северо-Восточном, соответственно, Т-II на Западном, Северо-Восточном и Южном и Т-III на Западном, Северо-Восточном участках.

В терригенном бобриковском комплексе установлены нефтяные залежи на всех трех участках. В карбонатном визейско-нижнебашкирском комплексе выделены нефтяные залежи на Западном и Северо-Восточном участках.

Кроме этого, в настоящее время залежи газоконденсата и нефти выделены в сульфатно-карбонатной толще филипповского горизонта кунгурского галогенного комплекса соленосного мегакомплекса.

В таблице 2.5.3.1 приведено распределение выявленных на месторождении Чинаревское залежей по продуктивным отложениям, участкам и характеру насыщения.

Таблица 2.5.3.1 – Распределение залежей на месторождении Чинаревское

Продуктивный горизонт		Западный участок	Северо-Восточный участок	Южный участок
Филипповский - P1k(fl)		6 газоконд.	2 нефтяные	-
Башкирский - C2b1		2 нефтяные	3 нефтяные	-
Бобриковский – C1v1(bb)		3 нефтяные	2 нефтяные	1 нефтяная
Турнейские				
Т-I	T-IA СВ	3 нефтяные	1 газоконд.	1 газоконд.
	T-I Б СВ		1 нефтяная	
Т-II		2 нефтяные	1 нефтяная	1 нефтяная
Т-III		3 нефтяные	1 нефтяная	-
Фаменский - (D3fm)		-		1 газоконд.
Франский D3fr	D3fr-I	2 газоконд.		-
	D3fr-II	3 газоконд.		-
Муллинский - D2gv(ml)	ML-I	3 газоконд.	1 газоконд.	-
	ML-II	2 газоконд.	3 газоконд.	-
Ардатовский - D2gv(ad)		3 газоконд.	2 газоконд.	1 газоконд.
Афонинский - D2ef(af)		1 газоконд.	1 газоконд.	-
Бийский - D2ef(bs)		2 газоконд.	1 газоконд.	-
Итого:		35	19	5
Всего:		59		

Ниже приведено описание строения продуктивных горизонтов, приуроченных к ним залежей, ГВК и ВНК.

Филипповский продуктивный горизонт

На месторождении Чинаревское филипповский горизонт распространен повсеместно и вскрыт всеми пробуренными скважинами. Коллекторы горизонта представлены карбонатными породами (доломиты и известняки), расположенными между толщами ангидритов, которые являются флюидоупорами.

Западный участок

Вскрыт 13 скважинами (скважины 4, 7, 33, 40, 42, 45, 204, 208, 219, 234, 361, 703, 724) и одним стволом (ствол 41_1). Выделены 6 газоконденсатных залежей: в районе скважин 219, 703, 33, 361, 40, 41_1.

Газоконденсатная залежь в районе скважины 219

Вскрыта двумя скважинами 208, 219. Залежь в филипповском продуктивном горизонте в районе скважины 219 подтверждена опробованием.

В скважине 219 из интервала перфорации филипповского горизонта 2695,0-2710,0 м (-2614,9- -2629,9 м) через сепарационную установку «Порта-Тест» получен приток газа дебитом 32,40 тыс. м³/сут, конденсата 13,31 м³/сут (штуцер 8,73 мм). После дострела-перестрела интервала 2701,0-2713,0 м (-2620,9- -2632,9 м) получен приток газа дебитом 30,63 тыс. м³/сут, конденсата 13,58 м³/сут 9 (штуцер 9,13 мм).

В скважине 219 на абсолютной отметке -2634,0 м вскрыт прямой контакт газ-вода.

ГВК принят на абсолютной отметке -2634,0 м (таблица 2.5.3.2).



Залежь по типу пластовая сводовая, литологически экранированная. Размеры залежи - 2,9 х 1,5 км, высота порядка 24 м, площадь газоносности 2991 тыс. м².

Газоконденсатная залежь в районе скважины 703

Вскрыта двумя скважинами 45, 703. Залежь в районе скважины 703 подтверждена опробованием.

В скважине 703 из интервала перфорации филипповского горизонта 2690,0-2701,0 м (-2597,0- -2608,0 м) после СКО через сепарационную установку «Порта-Тест» получен приток газа дебитом 16,18 тыс. м³/сут, конденсата 8,17 м³/сут (штуцер 9,13 мм). Самая низкая отметка газа зафиксирована в скважине 45 на отметке -2621,5 м.

ГВК условно принят на абсолютной отметке -2621,5 м (таблица 2.5.3.2)

Залежь по типу пластовая сводовая, литологически экранированная. Размеры залежи - 1,8 х 1,3 км, высота порядка 81,5 м, площадь газоносности 1597 тыс. м².

Газоконденсатная залежь в районе скважины 361

Вскрыта одной скважиной 361. Залежь в районе скважины 361 опробованием не подтверждена. Нижняя отметка газа отбита в скважине 361 на абсолютной отметке -2584,6 м.

ГВК условно принят на абсолютной отметке -2584,6 м (таблица 2.5.3.2).

Залежь по типу пластовая сводовая. Размеры залежи составляют 1,2 х 0,6 км, высота порядка 44,6 м, площадь газоносности 544 тыс. м².

Газоконденсатная залежь в районе скважины 33

Вскрыта двумя скважинами 33 и 204. Залежь в районе скважины 33 опробована в скважине 204, где из интервала перфорации 2725,0-2731,0 м (-2626,7- -2632,7 м) после дострела интервала 2738,0-2744,0 м (-2639,7- -2645,7 м) филипповского продуктивного горизонта получен газ длиной пламени 2 м. Промышленный приток не получен.

В скважине 204 на абсолютной отметке -2631,3 м вскрыт прямой контакт газ-вода.

ГВК условно принят на абсолютной отметке -2631,3 м (таблица 2.5.3.2). Залежь по типу пластовая сводовая. Размеры залежи составляют 0,8 х 0,4 км, высота порядка 31,3 м, площадь газоносности 327 тыс. м².

Таблица 2.5.3.2 - Обоснование положения ГВК и ВНК

Залежь	№ скв	Участок	Абсолютные отметки ВНК, ГВК, м						принятые
			По данным опробования			По данным ГИС			
			нижняя отметка газа, м	нижняя отметка нефти, м	верхняя отметка воды, м	нижняя отметка газа, м	нижняя отметка нефти, м	верхняя отметка воды, м	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Филипповский горизонт - P1k(fl)									
P1k(fl) скв. 219	4	3	-	-	-	-	-	-2639,8	-2634,0
	208		-	-	-	-2630,9	-		
	219		-2632,9	-	-	-2634,0	-	-2634,0	
P1k(fl) скв. 703	45	3		-	-	-2621,5	-	-	-2621,5
	234			-	-		-	-2650,3	
	703		-2608,0	-	-	-2609,7	-	-	
P1k(fl) скв. 361	361	3	-	-	-	-2584,6	-	-	-2585,0
P1k(fl) скв. 33	33	3	-	-	-	-2631,0	-	-2631,4	-2631,3
	204		-	-	-	-2631,3	-	-2631,3	
P1k(fl) скв. 40	40	3	-	-	-	-2563,1	-	-	-2563,1
P1k(fl) скв. 41_1	41_1	3	-	-	-	-2576,9	-	-	-2576,9
P1k(fl) скв. 725	12	CB	-	-	-	-	-2710,8	-2714,6	-2713,0 - -2718,0
	13		-	-	-2731,4	-	-	-2731,8	
	20		-	-2713,4	-	-	-2714,3	-2715,3	
	53		-	-	-	-	-2713,9	-2713,9	
	56		-	-	-	-	-2715,0	-2715,0	
	59		-	-	-	-	-2713,3	-2713,9	
	62		-	-	-	-	-2714,1	-2714,1	
	63		-	-	-	-	-	-2714,8	
	67		-	-	-2725,3	-	-2716,1		
	215		-	-	-	-	-2712,8	-2712,8	
	216		-	-	-	-	-2712,9	-2712,9	
	218		-	-	-	-	-	-2715,4	
	220		-	-	-	-	-2712,8	-2713,6	
	225		-	-	-	-	-2717,8	-2717,8	
725	-	-2707,5	-	-	-2715,1	-2715,1			
P1k(fl) скв. 46	46	CB	-	-	-	-2696,2	-	-	-2696,2
Башкирский продуктивный горизонт - C2b1									
C2b1 скв. 45	45	3	-	-3542,1	-3559,1	-	-3550,7	-3557,5	-3558,0
	703		-	-3541,9	-	-	-3558,0	-3558,0	
C2b1 скв. 33	33	3	-	-	-	-	-3556,4	-3556,4	-3556,0
	204		-	-	-	-	-3556,1	-3556,1	
C2b1 скв. 24	24	CB	-	-3583,0	-	-	-3583,0	-3583,0	-3583,0
	116		-	-	-3585,2	-	-	-3583,2	
C2b1 скв. 54	10	CB	-	-	-3600,7	-	-	-3601,4	-3588,0
	51		-	-3587,1	-	-	-3588,0	-3588,0	
	54		-	-3584,3	-	-	-3587,4	-3588,6	
	123		-	-3581,0	-	-	-3588,4	-3588,4	
	701		-	-3587,9	-	-	-3588,1	-3589,9	
C2b1 скв. 52	52	CB	-	-3588,8	-	-	-3590,9	-	-3591,0

Продолжение таблицы 2.5.3.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Бобриковский продуктивный горизонт - C1v1(bb)									
C1v1(bb) скв. 208	4	3	-	-	-	-	-	-4163,3	-4159,0
	208		-	-4130,9	-	-	-4147,6	-	
	219		-	-	-	-	-4159,0	-4162,9	
	234		-	-	-	-	-4152,4	-	
C1v1(bb) скв. 204	33	3	-	-	-	-	-4136,9	-	-4141,0
	204		-	-	-	-	-4121,8	-	
	724_1		-	-	-	-	-4140,1	-	
C1v1(bb) скв. 40	40	3	-	-4130,9	-	-	-4131,1	-	-4135,0
	41_1		-	-	-	-	-4135,0	-	
C1v1(bb) скв. 123	51	CB	-	-	-	-	-4153,2	-	-4154,0
	54		-	-	-	-	-4146,5	-4160,9	
	111		-	-	-	-	-	-4154,2	
	116		-	-	-	-	-4148,1	-4161,7	
	300		-	-4151,5	-	-	-4152,0	-4166,2	
C1v1(bb) скв. 223	220	CB	-	-	-	-	-	-4154,9	-4146,0
	223		-	-	-	-	-4145,6	-	
C1v1(bb)	23	Ю	-	-	-	-	-4206,2	-4220,0	-4211,0
	31		-	-4211,1	-	-	-4210,5	-	
	401		-	-	-	-	-	-4212,0	
	402		-	-	-	-	-	-4218,0	
	404		-	-	-	-	-	-4205,3	
Турнейский продуктивный горизонт - T-I									
T-I скв. 45	4	3	-	-	-	-	-4216,4	-4222,4	-4218,0
	45		-	-4217,3	-	-	-4217,3	-	
	208		-	-	-	-	-4214,5	-4218,5	
	219		-	-	-	-	-4215,8	-4221,3	
	234		-	-	-	-	-4217,4	-4226,1	
T-I скв. 33	33	3	-	-4201,8	-	-	-4219,1	-	-4219,0
	204		-	-	-	-	-4218,5	-	
	361		-	-	-	-	-4209,9	-4219,0	
	724_1		-	-	-	-	-4218,8	-	
T-I скв. 40	40	3	-	-4185,9	-4187,1	-	-4185,9	-4187,1	-4186,0
	41_1		-	-	-	-	-	-4198,1	
T-IA	13	CB	-4230,5	-	-	-4230,5	-	-	-4231,0
	57		-4230,5	-	-4231,1	-4230,5	-	-4231,1	
	66		-4226,8	-	-	-4226,3	-	-	
	205		-	-	-	-4229,3	-	-	
	218		-	-	-	-4228,7	-	-4231,1	
	225		-	-	-	-4231,3	-	-4231,3	
T-IB	27	CB	-	-4260,0	-4265,7	-	-4260,0	-4265,7	-4264,0
	57		-	-4263,6	-	-	-4264,3	-	
	205		-	-	-	-	-4264,4	-	
	216		-	-	-	-	-4260,2	-4264,5	
	217		-	-	-	-	-4263,9	-4264,6	
T-I	23	Ю	-4277,9	-	-	-4294,7	-	-	-4299,0
	31		-4289,0	-	-	-4298,3	-	-	
	32		-4288,6	-	-	-4288,9	-	-	
	401		-4288,3	-	-	-4292,4	-	-4299,0	
	402		-	-	-	-4291,1	-	-	
	404		-4292,1	-	-	-4294,7	-	-	
	406		-4296,5	-	-	-4296,5	-	-	



Продолжение таблицы 2.5.3.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Т-I	410	Ю	-	-	-	-4297,3	-	-4299,2	-4299,0
	410_1		-	-	-	-4298,4	-	-4300,2	
Турнейский продуктивный горизонт - Т-II									
Т-II скв.208	4	3	-	-	-	-	-	-4261,0	-4236,0
	208		-	-	-	-	-4235,4	-4237,5	
	219		-	-	-	-	-	-4256,3	
	234		-	-	-	-	-	-4240,3	
Т-II скв.33	33	3	-	-	-	-	-4232,5	-4238,0	-4234,0
	204		-	-	-	-	-4233,2	-4234,1	
	361		-	-	-	-	-	-4241,0	
	724_1		-	-	-	-	-4232,4	-4234,6	
Т-II	12	СВ	-	-4288,9	-	-	-	-	-4289,0
	53		-	-4285,7	-	-	-4285,7	-	
	66		-	-4289,0	-	-	-	-	
	115		-	-	-	-	-4289,0	-4290,5	
	115Б		-	-4288,7	-	-	-4288,7	-	
	224		-	-	-	-	-4288,6	-4289,3	
Т-II	303	Ю	-	-	-	-	-4289,0	-	-4313,0
	23		-	-4312,7	-	-	-4312,7	-	
	31		-	-4308,1	-	-	-4312,1	-	
	404		-	-	-	-	-4312,5	-4318,4	
П-9	-	-	-	-	-	-4315,0			
Турнейский продуктивный горизонт - Т-III									
Т-III скв.219	4	3	-	-	-	-	-4307,2	-4324,2	-4323,0
	45		-	-4287,0	-	-	-	-	
	219		-	-	-	-	-4322,8	-	
	234		-	-	-	-	-4320,7	-	
Т-III скв.33	33	3	-	-4273,5	-4274,0	-	-4273,5	-4274,0	-4275,0
	204		-	-	-	-	-4275,3	-	
	361		-	-	-	-	-	-4323,8	
	724_1		-	-	-	-	-4274,5	-4274,5	
Т-III скв.40	40	3	-	-	-	-	-4271,7	-4272,6	-4273,0
	41_1		-	-	-	-	-4272,7	-4276,2	
Т-III	10	СВ	-	-	-	-	-4310,7	-4317,3	-4317,0
	12		-	-	-	-	-4316,5	-4317,1	
	20		-	-4303,1	-4318,3	-	-4317,3	-4323,3	
	24_1		-	-4286,9	-	-	-4315,4	-4318,1	
	53		-	-	-	-	-4316,0	-4318,4	
	116		-	-	-	-	-4317,3	-4318,2	
	218		-	-	-	-	-	-4316,9	
	230		-	-	-	-	-	-4317,3	
Фаменский продуктивный горизонт - D3fm									
D3fm	31	Ю	-4445,1	-	-	-4445,7	-	-	-4446,0
	410_1		-	-	-	-	-	-4458,3	
Франский продуктивный горизонт - D3fr									
D3fr-I скв.40_1	40_1	3	-5050,1	-	-	-5050,1	-	-	-5091,0
	41_1		-5090,5	-	-	-5090,5	-	-	
D3fr-I скв.42	42	3	-5001,6	-	-	-5001,6	-	-	-5002,0
D3fr-II скв.724_1	361	3	-	-	-	-4862,4	-	-	-4892,0
	724_1		-	-	-	-4891,2	-	-	
D3fr-II скв.40_1	40_1	3	-5063,4	-	-	-5063,4	-	-	-5128,0
	41_1		-	-	-	-5127,6	-	-	



Продолжение таблицы 2.5.3.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
D3fr-II скв.42	42	3	-5017,9	-	-	-5017,9	-	-	-5018,0
Муллинский продуктивный горизонт - D2gv(ml)									
D2gv(ml)	33	3	-	-	-	-4771,0	-	-	-4971,0
ML-I	361		-	-	-	-4915,6	-	-	
скв.33	724_1		-4944,2	-	-	-4970,4	-	-	
D2gv(ml)	41_1	3	-5162,5	-	-	-5162,7	-	-	-5163,0
ML-I скв.41_1									
D2gv(ml)	42	3	-	-	-	-5105,5	-	-	-5106,0
ML-I скв.42									
D2gv(ml)	22	CB	-4847,6	-	-	-4852,0	-	-	-4866,0
ML-I	30		-4851,3	-	-	-4851,3	-	-	
	303		-4864,1	-	-	-4865,3	-	-	
D2gv(ml)	33	3	-	-	-	-4809,9	-	-	-4810,0
ML-II скв.33	204		-	-	-	-4767,5	-	-	
D2gv(ml)	45	3	-	-	-	-4741,4	-	-	-4742,0
ML-II скв.45									
D2gv(ml)	27_1_1	CB	-4822,5	-	-	-4845,4	-	-	-4846,0
ML-II скв.46	46		-	-	-	-4791,8	-	-	
D2gv(ml)	213_1	CB	-	-	-	-4732,0	-	-	-4732,0
ML-II скв.213_1	30		-	-	-		-	-4881,4	
D2gv(ml)	115	CB	-	-	-	-4777,9	-	-	-4778,0
ML-II скв.115									
Ардатовский продуктивный подгоризонт - D2gv(ad)									
D2gv(ad) скв.204	45	3	-4783	-	-	-	-	-	-5027,0
	204			-	-	-4798,7	-	-	
	210		-4743,1	-	-		-	-	
	219		-4737,3	-	-	-4739,8	-	-	
	361		-5025,6	-	-	-5026,2	-	-	
D2gv(ad) скв.41_1	41_1	3	-	-	-	-5278,9	-	-5280,2	-5279,0
D2gv(ad) скв.42	42	3	-	-	-	-5157,8	-	-	-5158,0
D2gv(ad)	54	CB	-4838,5	-	-	-4847,5	-	-4847,9	-4848,0
	300		-	-	-		-	-4855,6	
D2gv(ad) скв.32	32	Ю	-4827,1	-	-	-4827,7	-	-	-4847,0
	32_1		-	-	-	-4810,0	-	-	
	32_2		-4825,5	-	-	-4847,0	-	-	
	Афонинский продуктивный подгоризонт - D2ef(af)								
D2ef(af)	33	3	-5061,0	-	-	-5061,0	-	-	-5093,0
	45		-4995,6	-	-	-5005,3	-	-	
D2ef(af)	4	CB	-5092,8	-	-	-5092,8	-	-	-5093,0
	27_1_1		-	-	-5095,2	-	-	-5095,2	
Бийский продуктивный подгоризонт - D2ef(bs)									
D2ef(bs) скв. 45	45	3	-5099,9	-	-	-5099,9	-	-5112,4	-5100,0
	208		-4989,7	-	-	-4990,8	-	-	



Продолжение таблицы 2.5.3.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
D2ef(bs) скв. 204	33	3	-5191,1	-	-	-5097,7	-	-5100,6	-5100,0
	204		-5073,9	-	-	-5100,0	-	-5105,1	
D2ef(bs)	4	СВ	-	-	-5142,8		-	-5106,3	-5078,0
	28		-	-	-5078,7	-5078,2	-	-5078,7	
	115		-5074,5		-5083,0	-5074,5	-	-5083,0	
	216		-	-	-	-5078,4	-	-5079,4	
	218		-5058,2	-	-	-5058,2	-	-	

Газоконденсатная залежь в районе скважины 40

Вскрыта одной скважиной 40. Залежь в районе скважины 40 опробованием не подтверждена. Нижняя отметка газа зафиксирована в скважине 40 на абсолютной отметке - 2563,1 м. ГВК условно принят на абсолютной отметке -2563,1 м (таблица 2.5.3.2).

Залежь по типу пластовая сводовая. Размеры залежи составляют 1,6 х 1,3 км, высота порядка 53,1 м, площадь газоносности 1650 тыс. м².

Газоконденсатная залежь в районе скважины 41_1

Вскрыта одной скважиной 41_1. Залежь в районе скважины 41_1 опробованием не подтверждена. Нижняя отметка газа зафиксирована в скважине 41_1 на абсолютной отметке - 2576,9 м. ГВК условно принят на абсолютной отметке -2576,9 м (таблица 2.5.3.2).

Залежь по типу пластовая сводовая. Размеры залежи составляют 1,2 х 0,5 км, высота порядка 26,9 м, площадь газоносности 555 тыс. м².

Северо-Восточный участок

Филипповский продуктивный горизонт вскрыт всеми пробуренными 58 скважинами.

На Северо-Восточном участке выделены две нефтяные залежи: основная залежь района скважины 725 и залежь в районе скважины 46.

Основная залежь район скважины 725

Продуктивность основной залежи филипповского горизонта на месторождении Чинаревское выявлена на основании испытания и опробования 7 скважин (скважины 13, 20, 53, 67, 123, 205, 725).

В скважине 20 при испытании филипповского горизонта в открытом стволе пластоиспытателем на трубах КИИ-146 из интервала 2776,0-2806,0 м (-2683,4- -2713,4 м) получен фонтанный приток нефти и газа. Расчетный дебит нефти на 12 мм штуцере составил 60,7 м³/сут, газа – 51,9 тыс. м³/сут. Абсолютная отметка подошвы опробованного нефтенасыщенного пласта находится на отметке -2714,3 м.

В разведочной скважине 725 при опробовании в колонне из интервала 2792,0-2798,0 м (-2696,4 -2702,4 м), 2798,0-2803,0 м (-2702,4- -2707,4 м) был получен приток нефти дебитом 36,4 м³/сут и газа дебитом 17,2 тыс. м³/сут через 8 мм штуцер.



В скважине 123 при испытании модульным испытателем пластов MDT на глубине 2775,5 м (-2676,5 м) получены нефть с газом и водой, объемы откачки составили 95-103 л.

В скважине 205 при испытании модульным испытателем пластов MDT с глубин 2796,2 м (-2702,3 м) и 2796,5 м (-2702,6 м) также были получены нефть, газ и вода с общим объемами откачки 55-65 л, а с глубин 2807,0 м (-2713,1 м) и 2816,0 м (-2722,1 м) были отобраны пробы воды объемом 14,0-58,2 л. При этом подошва нефтенасыщенных пластов по ГИС находится на отметке 2807,4 м (-2713,4 м).

При испытании в процессе бурения пластоиспытателем типа КИИ-146 в скважине 53 из интервала 2790-2817 м (-2697,7 -2724,7 м) получена пластовая вода с газом объёмом 4,5 м³. Время притока 250 мин, расчетный дебит $Q_{ср}=31,48$ м³/сут. Водонефтяной контакт по ГИС отбивается на отметке -2713,9 м. При испытании прибором АГИП-К с глубины 2804 м (-2710,7 м) отобрана проба фильтрата бурового раствора и газовой смеси с пленкой нефти.

В скважине 13 в колонне при опробовании из интервала 2807,0-2820,0 м (-2728,6 - -2741,6 м) получен слабый приток пластовой воды с пленкой нефти и газом. Кровля водонасыщенного по ГИС и опробованного в колонне пласта-коллектора отмечена на абсолютной отметке -2731,8 м.

В скважине 67 при исследовании модульным пластоиспытателем (MDT) интервала филипповских отложений с глубины 2816,7 м (-2725,3 м) отобраны две пробы воды. Кровля пласта-коллектора, из которого отобрана проба воды, находится на абсолютной отметке -2722,8 м.

По керну из скважин 20, 53, 701, представленному доломитами и известняками, отмечаются выпоты нефти, резкий запах УВ в свежем сколе, ярко-желтая люминесценция.

В скважинах 53, 65, 70, 215, 220, 224 при бурении напротив филипповского горизонта наблюдалось повышение газопоказаний в интервалах, оцененных по ГИС как нефтенасыщенные.

Наиболее низкая абсолютная отметка подошвы опробованного нефтенасыщенного пласта - -2714,3 м в скважине 20, выделенного по ГИС находится на глубине -2717,8 м в скважине 725. Наиболее высокая отметка водонасыщенного коллектора по ГИС фиксируется в скважине 215 на абсолютной отметке -2712,8 м.

ВНК принят в пределах абсолютных отметок -2713,0- -2718,0 м (таблица 6.1.3.2). Залежь по типу относится к пластовой, литологически экранированная. Размеры залежи составляют 7,2х4,5 км, высота порядка 118 м, площадь нефтеносности 14212 тыс. м².

Нефтяная залежь в районе скважины 46



Вскрыта одной скважиной 46. Залежь в районе скважины 46 опробованием не подтверждена. Нижняя отметка нефти отбита в скважине 46 на абсолютной отметке -2696,2 м.

ГВК условно принят на абсолютной отметке -2696,2 м (таблица 2.5.3.2).

Залежь по типу пластовая, литологически экранированная. Размеры залежи составляют 1,5х0,9 км, высота порядка 36 м, площадь нефтеносности 894 тыс. м².

Башкирский продуктивный горизонт

Покрышкой для башкирского продуктивного горизонта является толща глинистых сланцев, залегающих в нижней части верейского горизонта московского яруса, которая постепенно утончается к юго-востоку.

На месторождении Чинаревское башкирский горизонт вскрыт всеми пробуренными скважинами. Продуктивной является только самая верхняя часть разреза, подстилаемая мощной толщей водоносных отложений.

Западный участок

На Западном участке выявлено две залежи. Залежь в районе скважины 45 и залежь в районе скважины 33.

Башкирский продуктивный горизонт на Западном участке вскрыт 14 скважинами (скважины 4, 7, 33, 40, 42, 45, 204, 208, 210, 219, 234, 361, 703, 724) и тремя стволами (стволы 41_1, 703_1, 724_1), из которых в пределах установленной залежи в районе скважины 45 находятся только две скважины (скважины 45 и 703) и один ствол (ствол 703_1), в пределах залежи в районе скважины 33 находятся две скважины 33, 204. Остальные скважины вскрыли водонасыщенную часть горизонта.

Залежь в районе скважины 45

Залежь установлена по результатам опробования скважины 45 в 2012 г, когда из интервала 3626,0-3630,0 м (-3538,1-3542,1 м) был получен приток нефти дебитом 189,6 м³/сут на 8 мм штуцере.

Методом MDT в двухпакерном исполнении из отложений башкирского яруса было отобрано 2 глубинные пробы нефти из интервала 3627-3628 м.

В скважине 703 из интервала 3621,0-3627,0 м (-3527,9-3533,9 м) при опробовании был получен приток нефти с газом. Расчетным путем был определен дебит пластового флюида. Общий расчетный дебит составил: нефть – 10,23 м³/сут, газ – 1,13 тыс. м³/сут.

В 2015 г. в скважине 703 был произведен дострел интервала 3629,0-3635,0 м (-3535,9-3541,9 м). До августа 2017 г. скважина периодически работала нефтью с газом. В дальнейшем скважина переведена в наблюдательный фонд.

В рядом пробуренной с залежью скважине 234 водонасыщенные пласты-коллекторы



выделены по ГИС с абсолютной отметки -3563,1 м.

ВНК принят на абсолютной отметке -3558 м (таблица 2.5.3.2). Залежь по типу массивная, размеры составляют 2,2х1,1 км, высота порядка 33 м, площадь нефтеносности 1406 тыс. м².

Залежь в районе скважины 33

Продуктивность залежи предполагается по результатам ГИС скважин 33 и 204. Самая низкая подошва нефтенасыщенного коллектора отбивается в скважине 204 на абсолютной отметке -3556,1 м.

ВНК принят условно на абсолютной отметке -3556 м (таблица 2.5.3.2).

Залежь по типу массивная, тектонически экранированная с юга, размеры составляют 1,1х1,0 км, высота порядка 16 м, площадь нефтеносности 876 тыс. м².

Северо-Восточный участок

На Северо-Восточном участке в башкирском горизонте выявлено три нефтяные залежи в районе скважин 24, 52 и 54.

Залежь в районе скважины 24

Вскрыта двумя скважинами 24, 124. Скважина 116 расположена рядом с залежью и вскрыла водонасыщенные коллекторы.

Залежь установлена в результате испытания в колонне скважины 24, где из интервала 3678-3688 м (-3574,2-3584,2 м) получен приток нефти с газом и пластовой водой дебитом жидкости 50 м³/сут (по данным PLT вода поступает по заколонному пространству с глубины 3690,9 м). После изоляции заколонного перетока проведена повторная перфорация интервала 3678-3683 м, приток получен не был. По PLT в статике и динамике обнаружен заколонный переток. При повторном PLT интервал перфорации работал минеральной водой с небольшим количеством нефти. На дату проектирования 01.01.2021 г. из скважины пробурен боковой ствол 24_1, который эксплуатируется на турнейский продуктивный горизонт.

В скважине 124 по ГИС выделен нефтенасыщенный пласт-коллектор, подошва которого находится на отметке -3582,9 м, кровля воды отбита на отметке -3582,9 м.

В скважине 116 при исследовании модульным пластоиспытателем (MDT) интервала башкирских отложений с глубины 3692,6 м (-3585,6 м), 3693,8 м (-3586,6 м) и 3698,1 м (-3590,6 м) отобраны три пробы воды. Кровля самого верхнего пласта-коллектора, из которого отобрана проба воды, находится на абсолютной отметке -3583,2 м.

ВНК принят на абсолютной отметке -3583 м (таблица 2.5.3.2).

Залежь в районе скважины 24 по типу массивная. Размеры ее составляют 2,5х0,8 км, высота порядка 13 м, площадь нефтеносности 1241 тыс. м².



Залежь в районе скважины 54

Вскрыта 6 скважинами 51, 54, 123, 213, 300, 701 и одним боковым стволом 701_1.

Залежь установлена в результате испытания и опробования 4 скважин (скважины 51, 54, 123, 701) и одного бокового ствола (ствол 701_1).

В скважине 51 при испытании в открытом стволе в процессе бурения пластоиспытателем на трубах КИИ-146 интервала 3645,0-3686,0 м (-3556,3-3597,3 м) получен приток жидкости (нефть, газ, вода, промывочная жидкость) объемом 7,8 м³. Расчетный дебит нефти составил 206 м³/сут. В 2015-2016 гг. в скважине было проведено испытание в колонне интервала перфорации 3672-3675,5 м (-3583,3-3586,3 м), в результате которого после проведения СКО был получен приток нефти с газом дебитами 45,8 м³/сут и 2,7 тыс. м³/сут, соответственно. При этом подошва нефтенасыщенного пласта-коллектора находится на абсолютной отметке -3588 м.

В скважине 54 при исследовании модульным пластоиспытателем (MDT) интервала башкирских отложений с глубины 3682,0 м (-3584,3 м) отобрана проба нефти. При этом подошва пласта, из которого отобрана проба, находится на абсолютной отметке -3587,4 м.

В скважине 123 при исследовании модульным пластоиспытателем (MDT) интервала башкирских отложений с глубины 3675,0 м (-3574,6 м) и с глубины 3681,4 м (-3581,0 м) отобрано по две пробы флюида, представляющем собой смесь нефти с водой. Газовый фактор 52,8 м³/м³. Вода плотностью 1,05 г/см³ представляет собой фильтрат бурового раствора. Подошва нижнего нефтенасыщенного пласта находится на абсолютной отметке -3588,4 м. В ноябре 2014 г. в скважине был перфорирован интервал 3674-3682 м (-3573,6- -3581,6 м), в котором после освоения азотом был получен приток углеводородов и проведены PLT исследования. По записи PLT наблюдается приток воды ниже интервала перфорации. После проведения КРС с целью изоляции водопритока в мае 2015 г. была выполнена повторная перфорация интервала 3674-3680 м (-3573,6-3579,6). Максимальный дебит нефти через тестовую сепарационную установку «ОЗНА» при ГГДИ составил 87,4 м³/сут на 8 мм штуцере. В марте 2016 г. скважина введена в пробную эксплуатацию.

В результате испытания в скважине 701 из интервала перфорации 3666,0-3676,0 м (-3577,9-3587,9 м) башкирских отложений получен непромышленный приток нефти. По ГИС подошва пласта, из которого получен приток нефти, находится на отметке -3587,8 м.

В боковом стволе 701_1 скважины 701 в интервале открытого ствола 3694,1-3707,5 м (-3577,4-3588,8 м) получен приток нефти и газа дебитами 33,9 м³/сут и 1,9 тыс. м³/сут, соответственно, на штуцере 3,97 мм, газовый фактор 56 м³/м³.

В скважине 10 из интервала 3697,0-3709,0 м (-3600,7-3612,6 м) получен приток



пластовой воды дебитом 43,2 м³/сут. Кровля водонасыщенного пласта-коллектора отбивается на абсолютной отметке -3601,4 м. Самая высокая кровля водонасыщенного пласта по ГИС находится в скважине 111 на абсолютной отметке -3591,9 м, соответственно.

ВНК принят условно на абсолютной отметке -3588,0 м (таблица 2.5.3.2).

Залежь по типу массивная. Размеры составляют 3,2х1,4 км, высота порядка 15 м, площадь нефтеносности 2802 тыс. м².

Залежь в районе скважины 52

Вскрыта одной скважиной (скважина 52) и одним боковым стволом (ствол 52_2).

Продуктивность залежи установлена в процессе бурения скважины 52, где при пластоиспытании в открытом стволе (ИПТ) компанией ТОО НПФ «Мадлогин» в интервале 3638,0-3692,0 м (-3535,8-3589,7 м) при перепаде давления 17,7 МПа и стоянке на притоке 2 ч 20 мин получен приток жидкости в количестве 3 м³ (нефть, тех. вода), в том числе нефти получено 1,5 м³/сут. Расчетный дебит составил 18,4 м³/сут.

Подошва нефтенасыщенного пласта-коллектора по ГИС отбивается на отметке - 3590,5 м. В боковом стволе 52_2 скважины 52 испытание башкирского горизонта проведено в интервале открытого ствола 3715,1-3718,7 м (-3578,4- -3581,4 м). Выполнено освоение азотом и стимуляция интервала, затем, в июле 2019 г. проведена СКО. Промышленный приток не получен. По PLT в статике не доход прибора, скважина работала на приток водой с УВ. Скважина 52_2 введена в наблюдательный фонд с 01.01.2020 г. с целью наблюдения за статическим давлением башкирской нефтяной залежи.

ВНК условно принят на абсолютной отметке -3591,0 м (таблица 2.5.3.2).

Залежь в районе скважины 52 по типу массивная, размеры её составляют 1,5х0,98 км, высота порядка 11 м, площадь нефтеносности 1121 тыс. м².

Бобриковский продуктивный горизонт

Покрышкой пород-коллекторов, представленных песчаниками, бобриковского горизонта служит пачка непроницаемых пород тульского горизонта, представленного темно-серыми, глинистыми, окремнелыми, иногда органогенными известняками, с редкими прослоями аргиллитов.

На месторождении Чинаревское бобриковский горизонт распространен повсеместно. Бобриковские отложения вскрыты 75 скважинами и 10 боковыми и углубленными стволами.

Продуктивность бобриковского горизонта на месторождении Чинаревское выявлена на основании испытания и опробования 3 скважин (скважины 31, 40, 123). Всего установлено 6 нефтяных залежей.

Западный участок



На Западном участке бобриковский горизонт вскрыт 11 скважинами (4, 33, 40, 42, 45, 204, 208, 210, 219, 234, 361) и тремя стволами (стволы 41_1, 703_1, 724_1).

В бобриковском продуктивном горизонте на Западном участке установлены три нефтяные залежи в районе скважин 40, 204 и 208.

Залежь в районе скважины 208

Выделена впервые в результате интерпретации данных ГИС, полученных в скважинах 208, 219, 234. Залежь в районе скважины 208 опробованием не подтверждена.

Самая низкая подошва нефтенасыщенного пласта зафиксирована в скважине 219 на абсолютной отметке -4159,0 м, кровля водонасыщенного коллектора по ГИС в этой скважине находится на абсолютной отметке -4162,9 м.

ВНК условно принят на абсолютной отметке -4159,0 м (таблица 2.5.3.2).

Залежь по типу пластовая сводовая. Размеры залежи составляют 4,0 x 1,6 км, высота порядка 20 м, площадь нефтеносности 3524 тыс. м².

Залежь в районе скважины 204

Установлена в результате интерпретации данных ГИС, полученных в двух скважинах (скважины 33, 204) и одном стволе (ствол 724_1).

Залежь в районе скважины 204 опробованием не подтверждена.

Самая низкая отметка нефти по данным ГИС получена в скважине 724_1 на абсолютной отметке -4140,1 м.

ВНК условно принят на абсолютной отметке -4141,0 м (таблица 2.5.3.2).

Залежь по типу пластовая сводовая. Размеры залежи составляют 2,1x1,5 км, высота свода в районе скважины 33 порядка 31 м, площадь нефтеносности 2632 тыс. м².

Залежь в районе скважины 40

Установлена в результате интерпретации данных ГИС, полученных в одной скважине (скважина 40) и одном стволе (ствол 41_1).

Залежь в районе скважины 40 установлена по результатам опробования скважины.

После совместной перфорации бобриковского в интервалах 4224,0-4227,0 м (-4117,6 - -4120,6 м), 4236,1-4237,3 м (-4129,7 - -4130,9 м) и турнейского горизонтов в результате исследований PLT через 10 мм штуцер из двух интервалов перфорации бобриковского горизонта был получен приток нефти с газом дебитами 3,6 м³/сут, 1,2 тыс. м³/сут и 20,3 м³/сут, 3,5 тыс. м³/сут, соответственно, что составило в сумме 74,9 % от общего притока.

После перестрела интервалов перфорации бобриковского горизонта через сепарационную установку «ОЗНА» на 10 мм штуцере, получен приток нефти с газом дебитами

27,6 м³/сут и 5,5 тыс. м³/сут, соответственно. По данным PLT исследований интервалы перфорации бобриковского горизонта дают 82 % суммарного притока.

По результатам опробования скважины 40 нефть была получена до абсолютной отметки -4130,9 м, при этом подошва опробованного пласта-коллектора находится на абсолютной отметке -4131,1 м.

Самая низкая отметка нефти по данным ГИС получена в скважине 41_1 на абсолютной отметке -4135,0 м.

ВНК условно принят на абсолютной отметке -4135,0 м (таблица 2.5.3.2).

Залежь по типу пластовая сводовая, литологически экранированная. Размеры залежи составляют 3,2х1,5 км, высота свода в районе скважины 40 порядка 35 м, площадь нефтеносности составляет 4121 тыс. м².

Северо-Восточный участок

Бобриковский горизонт вскрыт 55 скважинами и 6 боковыми стволами. На Северо-Восточном участке выделены две нефтяные залежи в районе скважин 123 и 223.

Залежь в районе скважины 123

Вскрыта 5 скважинами 51, 54, 116, 123 и 300 и выделена по данным ГИС в этих скважинах, подтверждена результатами опробования в скважине 123.

Продуктивность установлена в результате опробования скважины 123 и MDT испытаний в скважине 300.

В скважине 123 после освоения азотом из интервала 4365-4370 м (-4141,3- -4144,0 м) получен приток газа с периодической пульсацией нефти. Затем, после повторной перфорации интервала 4365-4370 м (-4141,3- -4144,0 м) в скважине проведены ГДИ через сепарационную установку «ОЗНА», в результате которых на штуцере 5,95 мм получен приток нефти с газом дебитами 8,4 м³/сут и 0,6 тыс. м³/сут, соответственно. Опробование проведено до абсолютной отметки -4144,0 м, подошва опробованного пласта-коллектора по ГИС находится на абсолютной отметке -4143,8 м.

В открытом стволе скважины 300 были проведены испытания MDT в интервале 2761,5-4322,5 м, где с глубины 4247,3 м (-4151,5 м) были отобраны 4 пробы флюида, представляющего собой нефть и воду, причем преимущественно нефть. По данным ГИС подошва нефтенасыщенного пласта выделена на абсолютной отметке -4152,0 м, кровля водонасыщенного пласта определена на абсолютной отметке -4166,2 м.

Самая низкая отметка подошвы нефтенасыщенного пласта по ГИС определена на абсолютной отметке -4153,2 м в скважине 51, самая высокая отметка водонасыщенности зафиксирована в скважине 111 на уровне абсолютной отметки -4154,2 м.



ВНК принят на абсолютной отметке -4154,0 м (таблица 2.5.3.2).

Залежь по типу сводовая пластовая. Размеры залежи составляют 2,9 х 1,1 км, высота порядка 13 м, площадь нефтеносности 2164 тыс. м².

Залежь в районе скважины 223

Вскрыта одной скважиной 223. Нефтенасыщенность опробованием не подтверждена.

По ГИС в скважине 223 нефтенасыщенный коллектор выделен до абсолютной отметки - 4145,6 м. Рядом со скважиной 223 расположены скважины 10, 12, 50, 201, 230, в которых самая высокая отметка воды -4155,7 м (скважине 12).

ВНК принят условно на абсолютной отметке -4146 м (таблица 2.5.3.2).

Залежь по типу пластовая сводовая. Размеры залежи составляют 1,7х0,7 км, высота порядка 3 м, площадь нефтеносности 1090 тыс. м².

Южный участок

На Южном участке бобриковский горизонт вскрыт всеми 9 пробуренными скважинами (П-9, 23, 31, 32, 401, 402, 404, 406, 410) и частично одним боковым стволом 410_1, кроме скважины П-1.

Залежь вскрыта тремя скважинами (скважины 23, 31, 404) и установлена в процессе опробования скважины 31, где в интервале перфорации 4288,0-4293,0 м (-4206,1- -4211,1 м) при ГДИ получен приток нефти с газом дебитами 152,1 м³/сут и 36,7 тыс. м³/сут, соответственно, через 7,94 мм штуцер. Подошва продуктивного пласта-коллектора отбивается на отметке - 4210,5 м.

ВНК условно принят на абсолютной отметке -4211,0 м (таблица 2.5.3.2).

Залежь бобриковского продуктивного горизонта по типу пластовая сводовая, тектонически и литологически экранированная. Размеры её составляют 7,7х2,8 км, высота порядка 40 м, площадь нефтеносности 12023 тыс. м².

Турнейские продуктивные горизонты

Покрышкой для турнейских продуктивных горизонтов является пачка плотных карбонатных пород в кровле турнейского горизонта средней толщиной 30,9 м при изменениях от 26,4 м (скважина 45) до 36,1 м (скважина П-9). Выделенные в турнейском ярусе продуктивные горизонты Т-I, Т-II и Т-III разделены между собой также плотными карбонатными породами. Горизонты являются продуктивными на всех трех участках месторождения.

На Западном участке в турнейских отложениях продуктивными являются горизонты Т-I, Т-II и Т-III. К горизонтам Т-I и Т-III приурочены по три нефтяные залежи, к горизонту Т-II две нефтяные залежи.



На Северо-Восточном участке в турнейских отложениях продуктивными являются горизонты Т-I, Т-II и Т-III. К горизонту Т-I на этом участке приурочены две залежи: Т-IA – газоконденсатная и Т-IB – нефтяная; в горизонтах Т-II и Т-III выделено по одной нефтяной залежи (таблица 6.1.3.1).

На Южном участке в турнейских отложениях продуктивны Т-I (газоконденсатная залежь) и Т-II (нефтяная залежь) горизонты. Горизонт Т-III на Южном участке водонасыщен.

Продуктивный горизонт Т-I

Западный участок

Продуктивный горизонт Т-I вскрыт 11 скважинами (скважины 4, 33, 40, 42, 45, 204, 208, 210, 219, 234, 361) и тремя стволами (стволы 41_1, 703_1, 724_1). Выделены три нефтяные залежи: в районе скважин 33,40 и 208 (таблица 2.5.3.1).

Залежь нефти в районе скважины 45

Вскрыта 5 скважинами (скважины 4, 45, 208, 219, 234) и одним боковым стволом (ствол 703_1). Нефтеносность залежи подтверждена опробованием в скважине 45 и PLT исследованиями.

При совместном испытании горизонтов Т-I и Т-III в скважине 45 из интервалов перфорации 4265-4279 м (-4176,1- -4190,1 м), 4290-4312 м (-4201,1- -4223,1 м) и 4370- 4376 м (-4281,0 - -4287,0 м) был получен слабый приток нефти, причем по исследованиям PLT основным работающим интервалом, дающим 95,1 % доли притока, является 4268,7-4278,9 м (-4179,76- -4189,96 м). Нижняя отметка нефти, полученной при опробовании, фиксируется на отметке -4217,3 м.

В скважине 208 при опробовании интервалов 4268,0-4270,0 м (-4184,4- -4186,4 м), 4272,0-4279,0 м (-4188,4 - -4195,4 м), 4281,5-4288,5 м (-4197,9- -4204,9 м) турнейского горизонта Т-I после СКО и освоения азотом приток не получен, но по данным интерпретации ГИС в этих интервалах выделены нефтенасыщенные пласты-коллекторы до абсолютной отметки -4214,5 м.

В скважинах 4, 219, 234 по данным интерпретации ГИС нефтенасыщенные пласты выделены до абсолютных отметок -4216,4 м, -4215,8 м, -4217,4 м. Самая высокая отметка воды по ГИС выделена на отметке -4218,5 м в скважине 208.

ВНК принят на абсолютной отметке -4218,0 м (таблица 2.5.3.2).

По типу природного резервуара нефтяная залежь пластовая сводовая, литологически экранированная, размеры залежи 3,3х1,9 м, высота порядка 38 м, площадь нефтеносности 3793 тыс. м².

Залежь нефти в районе скважины 33



Вскрыта тремя скважинами (скважина 33, 204, 361) и одним углубленным стволом (ствол 724_1).

Залежь подтверждена результатами опробования в одной скважине 33 и исследованиями PLT.

В скважине 33 при освоении через сепарационную установку «Порта-тест» интервалов 4276,0-4289,0 м (-4179,1- -4192,1 м), 4292,0-4300,0 м (-4195,1- -4203,1 м) после СКО из продуктивного горизонта Т-I получен приток нефти на 12 мм штуцере максимальным дебитом до 171,4 м³/сут, при этом дебит газа составил 97,6 м³/сут. После дострела интервала 4302,0-4317,0 м (-4205,1- -4220,1 м) после СКО на 8 мм штуцере получен приток дебитом нефти 114,0 м³/сут, газа 51,85 м³/сут. По заключению исследований PLT интервал 4302,0-4317,0 м (-4204,9 - -4219,9 м) не работает.

По данным ГИС в скважинах 33, 361, 724_1 нефтенасыщенные пласты-коллекторы выделены до абсолютных отметок -4219,1 м, -4218,5 м, -4209,9 м, -4218,8 м, соответственно. Водонасыщенные пласты коллекторы выделены в одной скважине (скважина 361) с абсолютной отметки -4219,0 м.

ВНК принят на абсолютной отметке -4219,0 м (таблица 2.5.3.2).

По типу природного резервуара нефтяная залежь пластовая сводовая, литологически экранированная, размеры залежи составляют 3,8х2,6 км, высота порядка 49,0 м, площадь нефтеносности 6313 тыс. м².

Залежь нефти в районе скважины 40

Вскрыта одной скважиной (скважина 40). Залежь подтверждена результатами опробования в скважине 40 и исследованиями PLT, где было проведено совместное опробование бобриковского и турнейского горизонтов. В результате PLT исследований интервалов перфорации 4268,0-4268,5 м (-4161,6 - -4162,1 м), 4274,0-4279,0 м (-4167,5 - -4172,5 м), 4281,0-4282,5 м (-4174,5 - -4176,0 м) турнейского горизонта было выделено 5 работающих интервалов, из которых через 10 мм штуцер был получен приток нефти с газом в сумме 18,1 % от общего притока с дебитами 10,6 м³/сут, 2,2 м³/сут, 0,2 м³/сут, 1,9 м³/сут, 1,8 м³/сут.

По данным ГИС в скважине 40 нефтенасыщенные пласты-коллекторы выделены до абсолютной отметки -4185,9 м, водонасыщенные пласты коллекторы выделены с абсолютной отметки -4187,1 м.

ВНК принят на абсолютной отметке -4186,0 м (таблица 2.5.3.2).

По типу природного резервуара нефтяная залежь пластовая сводовая, литологически экранированная, размеры залежи составляют 2,6х1,4 км, высота порядка 36,0 м площадь нефтеносности, 2521 тыс. м².



Северо-Восточный участок

Продуктивный горизонт Т-ІА

Вскрыт в 55 скважинах и 8 боковых стволах, пробуренных на Северо-Восточном участке. Выделена одна газоконденсатная залежь.

Газоконденсатная залежь в горизонте Т-ІА установлена на основании опробования скважин 10, 13, 20, 22, 24, 24_1, 27_1, 28, 29, 30, 50, 52, 53, 54, 56, 57, 59, 60, 65, 66, 67, 70, 111, 115, 115 Б, 116, 117, 119, 124 и подтверждена результатами испытаний эксплуатационных скважин. Газоконденсатная залежь в горизонте Т-ІА отдельно опробована только в 4 скважинах (скважины 10, 27_1, 29, 57), а 118 опробований проведено совместно с горизонтами Т-ІБ, Т-ІІ, Т-ІІІ. В этой залежи во всех опробованных скважинах получены различные притоки газа и конденсата.

В скважине 10 получен приток газа и конденсата дебитом 133,8 тыс. м³/сут и 58,9 м³/сут, соответственно, на 7 мм штуцере из интервала опробования 4305 – 4320 м (-4208,6 - -4223,6 м) продуктивного горизонта Т-ІА.

В скважине 13 при совместном опробовании горизонтов Т-ІА, Т-ІБ, Т-ІІ, Т-ІІІ по результатам проведенных исследований из интервалов 4412,0-4420,0 м (-4224,4 - -4232,0 м), 4425-4439 м (-4236,7 - -4250,1 м), 4459,0- 4464,0 м (-4269,2 - -4274,0 м), 4493,0-4498,0 м (-4301,6- -4306,4 м) на 9 мм штуцере получен приток газоконденсата и нефти: дебитом жидкой фазы 52,8 м³/сут и дебитом газа 9,6 тыс. м³/сут.

В скважине 57 при совместном опробовании горизонтов Т-ІА и Т-ІБ из интервалов 4318,0-4333,0 м (-4217,6-4232,6 м) и 4339,0- 4364,0 м (-4238,6 -4263,6 м) получен слабый приток газоконденсата, нефти и воды, причем при отдельном опробовании горизонта Т-ІБ из интервала 4339,0-4364,0 м (-4238,6- -4263,6 м) получен слабый приток нефти. Следовательно, при опробовании интервала 4318,0-4333,0 м (-4217,6-4232,6 м) горизонта Т-ІА получен слабый приток газоконденсата и воды (абсолютная отметка подошвы газонасыщенного пласта-коллектора -4230,5 м, кровля водонасыщенного пласта находится на абсолютной отметке - 4231,1 м).

В скважине 53 по данным ГИС-контроля интервал перфорации 4318,5-4320,0 м (-4225,8- -4227,3 м) горизонта Т-ІА на 18 мм штуцере работает газом (абсолютная отметка подошвы работающего интервала -4226,5 м); в скважине 66 интервал перфорации 4541-4552 м (-4223,0- -4226,8 м) на 14 мм штуцере работает газоконденсатом (абсолютная отметка подошвы работающего интервала -4226,8 м); в скважине 13 интервал перфорации 4412-4420 м (-4224,4 - -4232,0) работает газоконденсатом (абсолютная отметка подошвы работающего интервала - 4229,6 м).



По данным ГИС самая низкая отметка подошвы газонасыщенного пласта-коллектора выделена в скважине 225 на абсолютной отметке -4231,3 м, водонасыщенный пласт в этой скважине выделен с абсолютной отметки -4231,3 м, вскрыт прямой контакт. В скважине 57 подошва газонасыщенного пласта отмечена на глубине -4230,5 м, кровля водонасыщенного пласта – на отметке -4231,1 м, что подтверждено опробованием.

ГВК принят на абсолютной отметке -4231 м (таблица 2.5.3.2).

Залежь продуктивного горизонта Т-ІА по типу резервуара пластовая сводовая, литологически экранированная. Размеры её составляют 9,5х5,0 км, максимально высокая абсолютная отметка кровли коллектора -4186,3 м (скважина 52), высота залежи порядка 41 м, площадь газоносности 29560 тыс. м².

Продуктивный горизонт Т-ІБ

Вскрыт в 55 скважинах и 8 боковых стволах, пробуренных на Северо-Восточном участке. Выделена одна залежь нефти.

Нефтяная залежь в горизонте Т-ІБ отдельно опробована в 11 скважинах (скважины 24, 30, 51_1, 52, 53, 61, 67, 70, 115, 121, 224), проведено 12 опробований. Совместно с горизонтами Т-ІА, Т-ІІ, Т-ІІІ проведено 137 опробований.

В скважине 57 по результатам совместного опробования с горизонтом Т-ІА из интервала перфорации 4339-4364 м (-4238,6 - -4263,6 м) горизонта Т-ІБ получен слабый приток нефти.

В скважине 115 из интервалов перфорации 4325-4340 м (-4235,7- -4250,7 м) и 4345-4350 м (-4255,7- -4260,7 м) горизонта Т-ІБ получен приток нефти дебитом 67,0 м³/сут и газа 7,1 тыс. м³/сут на 8 мм штуцере.

В скважине 27 при совместном опробовании интервала 4368,0-4393,0 м (-4254,3- -4279,2 м) горизонта Т-ІБ с горизонтом Т-ІА получен приток газа, нефти и воды, причем пласты оцениваются по ГИС как водонасыщенные с абсолютной отметки -4267,5 м.

По данным ГИС наиболее низкой отметкой нефтенасыщения является подошва пласта, выделенного в скважине 205 на абсолютной отметке -4264,4 м. Самая высокая кровля водонасыщенного пласта выделена в скважине 216 на абсолютной отметке -4264,5 м.

ВНК принят на абсолютной отметке -4264,0 м (таблица 2.5.3.2).

Максимально высокая абсолютная отметка кровли пласта-коллектора -4207,2 м (скважина 24_1), поэтому исходя из принятого ВНК, высота залежи порядка 57 м.

Залежь по типу природного резервуара является пластовой сводовой, тектонически и литологически экранированной, размеры ее составляют 10,5х5,0 км, площадь нефтеносности 32947 тыс. м².

Южный участок



Продуктивный горизонт Т-I вскрыт 9 скважинами (скважины П-9, 23, 31, 32, 401, 402, 404, 406, 410) и одним боковым стволом (ствол 410_1).

Газоконденсатная залежь установлена на основании опробования скважин 23, 31, 32, 404, 406 и подтверждена PLT исследованиями.

В скважине 23 на 10 мм штуцере получен фонтанный приток газа с конденсатом дебитами 127,8 тыс. м³/сут и 101,7 м³/сут до абсолютной отметки -4277,9 м. Подошва газонасыщенного коллектора по ГИС отбивается на абсолютной отметке -4294,7 м.

В скважине 31 при опробовании интервала 4340,0-4374,0 м (-4258,1- -4292,1 м) получен приток газоконденсата: дебит газа 96,1 тыс. м³/сут, конденсата 124,3 м³/сут через 8 мм штуцер до абсолютной отметки -4292,1,0 м. Подошва самого низкого газонасыщенного коллектора находится на абсолютной отметке -4298,3 м.

В скважине 32 при испытании 24.04-13.05.08 г. интервала 4362-4387 м (-4263,6 - -4288,6 м) отмечено слабое газопоявление до абсолютной отметки -4288,6 м. Подошва газонасыщенного коллектора по ГИС отмечена на абсолютной отметке -4288,9 м.

В скважине 401 получен промышленный приток газоконденсата из интервала 4560,0-4572,0 м (-4282,8- -4288,3 м) дебитом газа 107,7 тыс. м³/сут, конденсата 109,3 м³/сут через 10 мм штуцер. После дострелов выше интервала перфорации получен приток газоконденсата. После дострелов ниже интервала перфорации до абсолютной отметки -4312,2 м на выходе в течение 2 ч наблюдался газ длиной факела 5-7 м, затем вода и азот. Выход жидкости за время работы 67,963 м³. По данным ГИС подошва газонасыщенного пласта -4292,4 м, а кровля водонасыщенного -4299,0 м.

В скважине 402 опробование было выполнено в интервалах перфорации выше кровли продуктивного горизонта, в результате чего получено слабое проявление газа длиной факела до 2 м. По ГИС газонасыщенный коллектор выделен до абсолютной отметки -4291,0 м.

В скважине 404 при испытании до абсолютной отметки -4292,1 м получен промышленный приток дебитом газа 134,3 тыс. м³/сут, конденсата 175,4 м³/сут через 9 мм штуцер. По данным ГИС подошва газонасыщенного пласта-коллектора -4294,7 м.

В скважине 406 в 2012 г. из продуктивного горизонта в интервалах перфорации 4504,0-4520,0 м (-4259,8 - -4267,6 м), 4527,0-4530,0 м (-4271,0- -4272,5 м), 4533,0-4535,0 м (-4273,9- -4274,9 м), 4539,0-4544,0 м (-4276,8- -4279,2 м) получен приток газоконденсата. В апреле 2014 г. был выполнен дострел в интервале 4576,0-4580,0 м (-4294,6- -4296,5 м) и перестрел ранее перфорированных интервалов. По PLT интервал является полностью работающим: дебит газа 18,0 тыс. м³/сут, конденсата 12,1 м³/сут, воды 1,1 м³/сут. На 01.01.19 г. скважина работала на

УКПГ на 13,9 мм штуцере с дебитом газа 40,0 тыс. м³/сут и дебитом конденсата 5,0 м³/сут. По данным ГИС газонасыщенность отмечается до абсолютной отметки -4296,5 м.

В новой скважине 410 и боковом стволе 410_1 опробование не проводилось. Газонасыщенные коллекторы выделены по ГИС до абсолютных отметок -4297,3 м и -4298,4 м, соответственно, водонасыщенная часть разреза начинается с -4299,2 м и -4300,2 м, соответственно.

ГВК для залежи Т-I принят на абсолютной отметке -4299,0 м (таблица 2.5.3.2).

По типу природного резервуара газоконденсатная залежь пластовая сводовая, тектонически и литологически экранированная, размеры залежи составляют 14,5х3,0 км, высота - 59 м, площадь газоносности 25643 тыс. м².

Продуктивный горизонт Т-II

Западный участок

Вскрыт 11 скважинами (скважины 4, 33, 40, 42, 45, 204, 208, 210, 219, 234, 361) и тремя стволами (стволы 41_1, 703_1, 724_1).

Выделены две нефтяные залежи: в районе скважины 33 и в районе скважины 208.

Залежь нефти в районе скважины 208

Вскрыта одной скважиной (скважина 208). Нефтеносность залежи опробованием не подтверждена. По данным ГИС подошва выделенного в скважине 208 нефтенасыщенного пласта находится на абсолютной отметке -4235,4 м. Кровли водонасыщенных пластов-коллекторов отбиваются в скважинах 4, 208, 219, 234 на абсолютных отметках -4261,0 м, -4237,5 м, -4256,3 м, -4240,3 м, соответственно.

ВНК принят на абсолютной отметке -4236,0 м (таблица 2.5.3.2).

Залежь пластовая сводовая, размеры ее с учетом принятого ВНК составляют 1,4 х 0,9 км, высота порядка 6,0 м, площадь нефтеносности 754 тыс. м².

Залежь нефти в районе скважины 33

Вскрыта 3 скважинами (скважина 33, 204, 361) и одним стволом (ствол 724_1). Нефтяная залежь установлена по данным опробования скважины 33, где при совместном испытании интервалов 4327,0-4340,0 м (-4229,9 - -4242,9 м) и 4365-4385 м (-4267,9 - -4287,9 м), входящих в состав горизонтов Т-II и Т-III, получен фонтанный приток нефти с газом дебитами, соответственно, 44,7 м³/сут, и 1,56 тыс. м³/сут через 8 мм штуцер, при штуцере 12 мм дебит нефти увеличился до 74,7 м³/сут, газа до 4,47 тыс.м³/сут. По результатам PLT работающим интервалом является 4327-4330 м; интервал 4365-4370 м работает смесью нефти с водой; интервалы 4335-4340 и 4370-4377 м работают водой.

В скважине 33 нефтенасыщенность по ГИС и опробованию фиксируется до абсолютной отметки -4232,5 м, а водонасыщенность с абсолютной отметки -4238,0 м.

В новых скважине 204 и стволе 724_1 нефтенасыщенные пласты выделены до отметок -4233,2 м и -4232,4 м, а водонасыщенные с абсолютных отметок -4234,1 м и -4234,6 м, соответственно. В новой скважине 361, расположенной вблизи залежи, водонасыщенные пласты выделены с абсолютной отметки -4241,0 м.

ВНК принят на абсолютной отметке -4234,0 м (таблица 2.5.3.2).

Залежь пластовая сводовая, размеры ее с учетом принятого ВНК составляют 3,0х1,5 км, высота порядка 14 м площадь, нефтеносности 3684 тыс. м².

Северо-Восточный участок

Продуктивный горизонт Т-II расположен в средней части турнейского яруса. Вскрыт во всех скважинах, пробуренных на Северо-Восточном участке (54 скважины), и 10 стволах (стволы 24_1, 27_1, 27_1_1, 27_2, 52_1, 121_1, 201_1, 216_1, 216_2, 300_2), кроме скважин 701, 725. Выделена одна залежь нефти.

Нефтяная залежь в горизонте Т-II отдельно опробована в 4 скважинах (скважины 24, 29, 57, 61), проведено 6 опробований. Совместно с горизонтами Т-IA, Т-IB, Т-III проведено 102 опробования.

В скважине 12 при совместном опробовании горизонтов Т-IB, Т-II, Т-III из интервалов 4590,0-4612,0 м (-4225,6 - -4247,6 м), 4618,0-4638,0 м (-4252,7 - -4272,7 м) и 4654,0-4660,0 м (-4287,5 - -4293,5 м) получен приток нефти на 8 мм штуцере дебитом 44,5 м³/сут с газом дебитом 5,5 тыс. м³/сут. При этом, подошва нефтенасыщенного пласта-коллектора, выделенного по ГИС, определяется на абсолютной отметке -4288,9 м.

При опробовании в скважине 29 из интервала 4363-4374 м (-4276,0 - -4287,0 м) горизонта Т-II получен приток пластовой воды дебитом 3,6 м³/сут плотностью 1,16 г/см³. При этом верхняя отметка водонасыщенного пласта-коллектора, выделенного по ГИС и опробованного, фиксируется на абсолютной отметке -4277,7 м. Скважина 29 находится вне залежи в другом поднятии.

В скважине 53 при совместном опробовании интервала перфорации 4358-4378 м (-4264,3- -4284,3 м) горизонта Т-II с интервалами горизонтов Т-IB, Т-III был получен пульсирующий приток нефти. По результатам интерпретации данных ГИС нижняя отметка нефти была получена на абсолютной отметке -4288,3 м.

В скважине 57 при опробовании горизонта Т-II из интервала перфорации 4375,0-4389,0 м (-4274,6 - -4288,6 м) получен слабый приток воды плотностью 1,187 г/см³, по заключению химического анализа предположительно пластовой. По данным ГИС подошва

нефтенасыщенного коллектора находится на абсолютной отметке -4288,6 м, кровля водонасыщенного коллектора - на абсолютной отметке -4303,3 м.

В скважине 66 при совместном опробовании интервалов 4700,0 - 4740,0 м (-4277,8 - -4291,4 м), 4687,0 - 4699,0 м (-4273,3 - -4277,4 м), 4661,0 - 4667,0 м (-4264,5 - -4266,5 м), 4679,0 - 4685,0 м (-4270,6 - -4272,6 м) горизонта Т-II с горизонтами Т-IA, Т-IB получен приток газа и нефти дебитами 26,5 тыс. м³/сут и 27,0 м³/сут, соответственно. Причем работающими нефтью интервалами по РЛТ являются интервалы 4700,0-4703,9 м (-4277,8 - -4279,1 м) и 4730,1-4731,9 м (-4288,0 - -4288,7 м), т.е. нижняя отметка нефти по подошве работающего интервала -4288,7 м. Подошва пласта-коллектора, выделенного по ГИС -4289,0 м.

В скважине 115 после дострела интервала 4358,0-4369,0 м (-4268,8 - -4279,8 м) при совместном опробовании горизонтов Т-IA, Т-IB и Т-II был получен приток нефти и газоконденсата. Дебит газа составил 51 тыс. м³/сут, дебит жидкой фазы 52 м³/сут через 10 мм штуцер. При этом самая низкая отметка нефти по результатам опробования фиксируется на абсолютной отметке -4279,9 м.

В скважине 115Б при совместном опробовании интервалов 4389,5-4404,0 м (-4271,0 - -4285,2 м), 4405,0-4409,5 м (-4286,2 - -4290,6 м) продуктивного горизонта Т II с горизонтами Т-IB и Т-III получен приток нефти дебитом 108,3 м³/сут и газа дебитом 47,7 тыс. м³/сут через 10 мм штуцер. При этом самая низкая отметка подошвы нефтенасыщенного пласта-коллектора фиксируется на абсолютной отметке -4288,7 м.

В скважинах 224 и 303 по данным интерпретации ГИС нефтенасыщенные коллекторы выделены до отметок – 4288,6 м и -4289,0 м, соответственно. Водонасыщенный коллектор в скважине 224 выделен с абсолютной отметки -4289,3 м.

ВНК принят на абсолютной отметке -4289,0 м (таблица 2.5.3.2).

Залежь пластовая сводовая, тектонически и литологически экранированная. Размеры её составляют 7,8х4,5 км, высота порядка 49 м, площадь нефтеносности 26146 тыс. м².

Южный участок

Продуктивный горизонт Т-II вскрыт 7 скважинами (скважины П-9, 23, 31, 32, 401, 404, 406) и одним боковым стволом (ствол 410_1). Выделена одна нефтяная залежь.

Нефтяная залежь установлена по данным опробования скважины 23, где получен промышленный приток нефти из интервала 4385,0-4395,4 м (-4305,9 - -4316,3 м) дебитами газа 29,2 тыс. м³/сут, нефти 86,6 м³/сут через 8 мм штуцер. Подошва нефтенасыщенного пласта-коллектора, выделенного по ГИС и опробованного, определена на абсолютной отметке -4312,7 м.



В скважине П-9 водонасыщенные по ГИС пласты фиксируются с абсолютной отметки - 4315,0 м.

В скважине 31 после дострела интервала 4385,0–4390,0 м (-4303,1- -4308,1 м) в горизонтах Т-I и Т-II после СКО получен периодический перелив воды с пленкой нефти, с газом, длина факела до 1 м. Причем перфорированный ранее интервал 4340,0 – 4374,0 м в горизонте Т-I при испытании находился за пакером. По ГИС нефтенасыщенные пласты-коллекторы выделены до абсолютной отметки -4312,1 м.

В скважине 404 опробование не проводилось. По ГИС подошва нефтенасыщенного коллектора находится на абсолютной отметке -4312,5 м.

ВНК принят на абсолютной отметке -4313,0 м (таблица 2.5.3.2).

Залежь пластовая сводовая, литологически ограниченная. Размеры ее составили 7,2х5,0 км, высота –23,0 м, площадь нефтеносности 11126 тыс. м².

Продуктивный горизонт Т-III

Западный участок

Вскрыт 11 скважинами (скважины 4, 33, 40, 42, 45, 204, 208, 210, 219, 234, 361) и тремя стволами (стволы 41_1, 703_1, 724_1).

Выделены две нефтяные залежи: в районе скважины 33 и в районе скважины 219.

Залежь нефти в районе скважины 219

Вскрыта 4 скважинами (скважины 4, 45, 219, 234). Опробование проведено в скважине 45 горизонта Т-III совместно с горизонтом Т-I, где из интервалов перфорации 4265,0- 4279,0 м (-4176,1- -4190,1 м), 4290,0-4312,0 м (-4201,1- -4223,1 м), 4370,0- 4376,0 м (-4281,0- 4287,0 м) после СКО был получен стабильный выход газонефтяной смеси длиной пламени 7-8 м на 6 мм штуцере. По данным PLT исследований интервал горизонта Т-III 4371,8-4379,3 м работал нефтью и водой с дебитами 0,04 м³/сут и 3,61 м³/сут, соответственно, с долей притока 1,43 %. По данным PLT сделан вывод о негерметичности забоя скважины и притоке флюида из интервалов перекрытых мостовой пробкой, а также о заколонной циркуляции, вероятно воды, в интервале 4355,0-4383,0 м с выходом флюида через перфорацию 4370,0-4376,0 м.

По результатам интерпретации ГИС в скважинах 4, 219, 234 нефтенасыщенность выделена до абсолютных отметок -4306,2 м, -4322,8 м и -4320,7 м, кровля водонасыщенного пласта в скважине 4 отбивается на абсолютной отметке -4323,2 м.

ВНК принят на абсолютной отметке -4323,0 м (таблица 2.5.3.2).

Залежь пластовая сводовая, литологически экранированная, размеры ее составляют 4,2х2,0 км, высота порядка 53,0 м, площадь нефтеносности 3499 тыс. м².

Залежь нефти в районе скважины 33



Вскрыта двумя скважинами (скважина 33, 204) и одним стволом (ствол 724_1). Нефтяная залежь установлена при совместном испытании горизонта Т-III с горизонтом Т-II в скважине 33, в результате чего получен фонтанный приток нефти с газом дебитами, соответственно, 44,7 м³/сут, и 1,6 тыс. м³/сут через 8 мм штуцер, на штуцере 12 мм дебит нефти увеличился до 74,7 м³/сут, газа до 4,5 тыс.м³/сут.

По данным ГИС самая низкая отметка нефти выделена по подошве коллектора в скважине 204 на абсолютной отметке -4275,3 м, кровля водонасыщенного пласта в скважине 41_1 на отметке -4274,0 м. В скважине 724_1 вскрыт прямой контакт нефть-вода на отметке - 4274,5 м.

ВНК установлен на абсолютной отметке -4275,0 м (таблица 2.5.3.2).

Залежь пластовая сводовая, размеры ее составляют 2,1х1,6 км, высота порядка 35,0 м, площадь нефтеносности 2509 тыс. м².

Залежь нефти в районе скважины 40

Вскрыта одной скважиной (скважина 40) и одним стволом (ствол 41_1). Нефтяная залежь опробованием не подтверждена.

По данным ГИС самая низкая отметка нефти выделена по подошве коллектора в скважине 41_1 на абсолютной отметке -4272,7 м, кровля водонасыщенного пласта в скважине 40 на отметке -4272,6 м.

ВНК принят на абсолютной отметке -4273,0 м (таблица 2.5.3.2).

Залежь пластовая сводовая, литологически экранированная, размеры ее составляют 2,5х1,0 км, высота порядка 23,0 м, площадь нефтеносности 2348 тыс. м².

Северо-Восточный участок

Продуктивный горизонт Т-III вскрыт в 53 скважинах и 10 боковых стволах, пробуренных на Северо-Восточном участке. Выделена одна нефтяная залежь.

Нефтяная залежь в горизонте Т-III отдельно опробована в трех скважинах (скважины 20, 29, 116), проведено 3 опробования. Совместно с горизонтами Т-IA, Т-IB, Т-II проведено 87 опробований.

Приток нефти до отметки -4304,6 м был получен в скважине 10 при совместном опробовании горизонтов Т-IB, Т-II. Т-III из интервала 4395,0-4401,0 м (-4298,5 - -4304,6 м). Нижняя отметка нефти, выделенного по ГИС пласта-коллектора, в этой скважине определена на абсолютной отметке -4310,7 м, а верхняя отметка воды на абсолютной отметке -4317,3 м.

В скважине 20 при опробовании интервалов 4380,0–4396,0 м (-4286,3- -4302,3 м), 4412,0-4421,0 м, (-4318,3- -4327,3 м) горизонта Т-III наблюдалось слабое газопроявление с небольшим количеством нефти и воды (перелив нефти и воды 10 мин). При этом подошва выделенного по

ГИС нефтенасыщенного коллектора находится на отметке -4317,3 м, а кровля водонасыщенного пласта-коллектора на абсолютной отметке -4323,1 м.

В скважине 115Б из интервалов 4415,5 – 4419,0 м (-4296,5 - -4300,0 м), 4421,0 – 4426,5 м (-4302,0 - -4307,4 м) при совместном опробовании горизонта Т-III с горизонтами Т-IA, Т-IB, Т-II после дострела интервала 4413,0 -4414,5 м (-4294,1 - -4295,6,0 м) получен приток нефти и газа дебитами 100,5 м³/сут дебитом 68,4 тыс м³/сут на 14 мм штуцере до отметки -4207,4 м.

В скважине 116 при опробовании интервала 4572,0 -4584,0 м (-4298,5 - -4305,3 м) горизонта Т-III был получен слабый приток воды, по предварительному анализу вода пластовая с плотностью 1,17 г/см³. По данным ГИС подошва нефтенасыщенного пласта выделена на абсолютной отметке -4317,3 м, а кровля воды отбивается на абсолютной отметке -4318,2 м.

По данным ГИС отметка нефти в скважине 24_1 определена на уровне -4315,4 м, вода – на абсолютной отметке -4318,1 м. В скважине 53 нефтенасыщенные коллекторы выделены до абсолютной отметки -4316,0 м, водонасыщенная часть выделена с абсолютной отметки -4318,4 м. В новой скважине 230 подошва нефтенасыщенного пласта-коллектора выделена на абсолютной отметке -4317,3 м.

В скважинах 56, 66, 115Б, 224 наблюдается обводнение пластов, так как все они находятся в водонефтяной зоне и расположены в краевой части залежи.

ВНК принят на абсолютной отметке -4317,0 м (таблица 2.5.3.2).

Залежь по типу природного резервуара пластовая сводовая, тектонически и литологически экранированная. Высота залежи порядка 47 м, размеры - 8,0х5,1 км, площадь нефтеносности - 21663 тыс. м².

Девонские продуктивные горизонты

На месторождении Чинаревское в девонских отложениях продуктивными являются фаменские, франские, муллинские, ардазовские, афонинские и бийские отложения (таблица 2.5.3.1).

Фаменский продуктивный горизонт

Фаменские отложения продуктивны в пределах Южного участка. Фаменский продуктивный горизонт на Южном участке вскрыт 4 скважинами П-9, 23, 31, 32 и тремя боковыми стволами 32_1, 32_2 и 410_1.

Продуктивность установлена по результатам испытания скважины 31. Из интервала 4520–4527 м (-4438,1 – -4445,1 м) был получен приток газоконденсатной смеси: дебит газа 23,95 тыс. м³/сут, конденсата 37,65 м³/сут на штуцере диаметром 6 мм.



По данным ГИС подошва газонасыщенного пласта в скважине 31 определена на абсолютной отметке -4445,7 м. В боковом стволе 410_1 в пределах продуктивного горизонта выделены водонасыщенные коллекторы с абсолютной отметки -4458,3 м.

ГВК принят на абсолютной отметке -4446 м (таблица 2.5.3.2).

Залежь по типу природного резервуара массивная, тектонически экранированная и литологически ограниченная, с размерами 7,1х2,2 км, высотой 36,0 м, площадь газоносности 7871 тыс. м².

Франский продуктивный горизонт - D₃fr

Отложения франского горизонта распространены только в наиболее погруженной северной краевой части Западного и Северо-Восточного участков. В приподнятой части отложения размыты. Газоконденсатные залежи выделены только в пределах Западного участка.

Западный участок

В приподнятой части Западного участка в районе скважин 4, 33, 45, 204, 208, 210, 219, 234 и ствола 234_1 отложения франского горизонта размыты. Продуктивный горизонт вскрыт двумя скважинами (скважины 42, 361) и тремя углубленными стволами (стволы 40_1, 41_1, 724_1).

Покрышкой франского продуктивного горизонта D₃fr является пачка глинистых отложений, залегающая в его кровле и перекрытая поверхностью стратиграфического и углового несогласия, приуроченной к подошве фаменского горизонта.

Франский продуктивный горизонт D₃fr разделен на два продуктивных подгоризонта D₃fr-I – терригенная часть и D₃fr-II – карбонатная часть.

В подгоризонте D₃fr-I выделено две газоконденсатных залежи, в подгоризонте D₃fr-II три газоконденсатных залежи (таблица 2.5.3.1).

Опробование подгоризонта D₃fr-I проведено в одной скважине (скважина 42) и трех стволах (стволы 40_1, 41_1, 724_1), подгоризонта D₃fr-II - в одной скважине (скважины 42) и двух стволах (стволы 40_1, 724_1).

В процессе бурения скважины 40_1 проведено испытание объекта D₃fr в открытом стволе: 5068,11-5151,15 м (-4961,51- -5044,54 м) через сепаратор в динамике на 7,94 мм, 9,52 мм, 11,1 мм штуцерах, при котором на штуцере 11,1 мм были получены промышленные притоки газа и конденсата дебитом 72,3 тыс. м³/сут и 280,0 м³/сут, соответственно. После освоения в скважине 40_1 в интервале 5068,1-5187,0 м (-4938,2 - -4944,2 м) открытого ствола через сепаратор «ПУТС» на штуцере 15,88 мм при работе в течение 46,5 ч был получен максимальный безводный приток газа дебитом 61,28 тыс. м³/сут и приток конденсата дебитом 323,029 м³/сут, соответственно.



В стволе 41_1 и в скважине 42 при опробовании в колонне промышленный приток газа и конденсата не получен возможно из-за ухудшения ФЕС коллектора в результате бурения скважины.

В скважине 724_1 проведено опробование франского горизонта в интервале перфорации 4982,0-5000,0 м (-4880,3- -4898,3 м). После освоения скважины и СКО приток не получен, на выходе наблюдались периодические вспышки УВ газа длиной пламени до 0,5-1,0 м. После дострела и повторной перфорации интервалов 4927,0-4968,0 м (-4825,3- -4866,3 м), 4972,0-4978,0 м (-4870,3- -4876,3 м), 5013,0-5028,0 м (-4911,3- -4926,2 м) и освоения на выходе на 6 мм угловом штуцере наблюдались периодические вспышки УВ газа длиной пламени до 1,0 м в течение 5-6 мин, далее до 0,1- 0,2 м. Неполучение притока можно объяснить утяжелением бурового раствора при бурении скважины баритом.

Подгоризонт D_{3fr}-I

Литологически подгоризонт D_{3fr}-I представлен неравномерным переслаиванием алевролитов и песчаников, в конце интервала встречаются редкие тонкие прослои аргиллита и единичные тонкие прослои известняка. В скважине 361 и стволе 724_1 отложения подгоризонта D_{3fr}-I заглинизированы.

Газоконденсатная залежь в районе скважины 40_1

Вскрыта двумя углубленными стволами (стволы 40_1, 41_1).

Франская газоконденсатная залежь D_{3fr}-I установлена по данным ГИС в стволах 40_1 и 41_1, где подошвы газонасыщенных пластов-коллекторов выделены на абсолютных отметках -5050,1 м и -5090,5 м, соответственно. Вода не встречена.

Залежь подтверждена результатами опробования в двух стволах (стволы 40_1, 41_1).

ГВК условно принят на абсолютной отметке -5091,0 м (таблица 2.5.3.2).

Франская залежь подгоризонта D_{3fr}-I по типу природного резервуара пластовая, тектонически экранированная. Размеры её составляют 2,2х1,4 км, высота порядка 66,0 м, площадь газоносности 2582 тыс. м².

Газоконденсатная залежь в районе скважины 42

Вскрыта одной скважиной (скважина 42).

Франская газоконденсатная залежь D_{3fr}-I установлена по данным ГИС в скважине 42, где подошва газонасыщенных пластов выделена до абсолютной отметки -5001,6 м. Вода не встречена.

Залежь подтверждена результатами опробования в скважине 42.

ГВК условно принят на абсолютной отметке -5002,0 м (таблица 2.5.3.2).



Франская залежь подгоризонта D_{3fr}-I по типу природного резервуара пластовая, тектонически экранированная. Размеры её составляют 3,3х1,4 км, высота порядка 27,0 м, площадь газоносности 3087 тыс. м².

Подгоризонт D_{3fr}-II

Вскрыт двумя скважинами (скважины 42, 361) и тремя стволами (стволы 40_1, 41_1, 724_1).

Литологически представлен преимущественно карбонатными отложениями - известняками. В кровле подгоризонта D_{3fr}-II залегает толща аргиллитов, отделяющая его от подгоризонта D_{3fr}-I. К подгоризонту приурочены три газоконденсатные залежи.

Газоконденсатная залежь в районе скважины 724_1

Вскрыта одной скважиной (скважина 361) и одним углубленным стволом (стволы 724_1).

Франская газоконденсатная залежь D_{3fr}-II в районе скважины 724_1 установлена по данным ГИС в скважинах 361 и 724_1, где подошвы газонасыщенных пластов-коллекторов выделены на абсолютных отметках -4862,4 м и -4891,2 м, соответственно. Вода не встречена.

Залежь подтверждена результатами опробования в одном стволе (ствол 724_1), хотя промышленный приток получен не был.

ГВК условно принят на абсолютной отметке -4892,0 м (таблица 2.5.3.2).

Франская залежь подгоризонта D_{3fr}-II по типу природного резервуара пластовая, тектонически и стратиграфически экранированная. Размеры её составляют 8,8х1,2 км, высота порядка 142,0 м, площадь газоносности 7890 тыс. м².

Газоконденсатная залежь в районе скважины 40_1

Вскрыта двумя углубленными стволами (стволы 40_1, 41_1).

Франская газоконденсатная залежь D_{3fr}-II установлена по данным ГИС в стволах 40_1 и 41_1, где подошвы газонасыщенных пластов-коллекторов выделены на абсолютных отметках -5063,4 м и -5127,6 м, соответственно. Вода не встречена.

Залежь подтверждена результатами опробования в одном стволе (стволы 40_1).

ГВК условно принят на абсолютной отметке -5128,0 м (таблица 2.5.3.2).

Франская залежь подгоризонта D_{3fr}-II по типу природного резервуара пластовая, тектонически экранированная. Размеры её составляют 2,2х1,2 км, высота порядка 78,0 м, площадь газоносности 1941 тыс. м².

Газоконденсатная залежь в районе скважины 42

Вскрыта одной скважиной (скважина 42).



Франская газоконденсатная залежь D_{3fr}-II установлена по данным ГИС в скважине 42, где подошва газонасыщенных пластов-коллекторов выделена до абсолютной отметки -5017,9 м. Вода не встречена.

Залежь не подтверждена результатами опробования.

ГВК условно принят на абсолютной отметке -5018,0 м (таблица 2.5.3.2).

Франская залежь подгоризонта D_{3fr}-II по типу природного резервуара пластовая, тектонически экранированная. Размеры её составляют 3,0х0,9 км, высота порядка 93,0 м, площадь газоносности 1815 тыс. м².

Муллинский продуктивный горизонт D_{2gv}(ml)

В отложениях живетского яруса выделяется муллинский продуктивный горизонт, который развит на периферии Чинаревского выступа, а на его наиболее приподнятых частях размыт.

Залежи выделены на Северо-Восточном и Западном участках. На Южном участке муллинский продуктивный горизонт вскрыт одной скважиной 32 и одним боковым стволом 32_1, в которых по данным ГИС не выделены пласты-коллекторы.

Западный участок

Муллинский продуктивный горизонт - D_{2gv}(ml) имеет ограниченное распространение, так как в районе скважин 4, 208, 210, 219 его отложения полностью размыты. Вскрыт 6 скважинами (скважины 33, 42, 45, 204, 234, 361) и 4 стволами (40_1, 41_1, 234_1, 724_1).

Покрышкой муллинского продуктивного горизонта является толща глинистых отложений в его кровле, где она вскрыта (скважины 42, 361 и стволы 40_1, 41_1, 724_1) и поверхность верхнедевонского несогласия, под которое этот горизонт выклинивается, где кровля горизонта эродирована (скважины 33, 45, 204, 234 и ствол 234_1).

Муллинский продуктивный горизонт разделен на два продуктивных подгоризонта: ML-I – терригенно-карбонатная часть и ML-II-карбонатная часть. При этом, между верхней терригенно-карбонатной частью продуктивного разреза и нижней карбонатной имеется слой непроницаемых глинистых отложений толщиной от 2,2 м (скважина 41_1) до 11,6 м (скважина 204).

В муллинском продуктивном горизонте выделены 5 газоконденсатных залежей: три в подгоризонте ML-I и две в подгоризонте ML-II.

Северо-Восточный участок

Горизонт вскрыт 10 скважинами (скважины 22, 28, 29, 30, 46, 54, 115, 119, 300, 303), 8 боковыми стволами (стволы 27_1_1, 27_2, 27_2_1, 57_1_2, 57_2, 61_1, 213_1, 300_2) и одним углубленным стволом (ствол 52_1).



Муллинский продуктивный горизонт D₂gv(ml) Северо-Восточного участка разделен по аналогии с Западным участком на два подгоризонта ML-I и ML-II.

Между верхней терригенно-карбонатной частью продуктивного разреза и нижней карбонатной имеется слой непроницаемых глинистых отложений толщиной от 10,0 м (скважина 30) до 15,2 м (скважина 22). В подгоризонте ML-I выделена одна газоконденсатная залежь, в подгоризонте ML-II – три газоконденсатные залежи.

Подгоризонт ML-I

Западный участок

Вскрыт 4 скважинами (скважины 33, 42, 204, 361) и двумя углубленными стволами (стволы 41_1, 724_1).

Литологически подгоризонт представлен чередованием терригенно-карбонатных пород.

В подгоризонте ML-I выделены три газоконденсатные залежи: в районе скважин 33, 41_1, 42.

Газоконденсатная залежь в районе скважины 33

Вскрыта тремя скважинами (скважины 33, 204, 361) и одним углубленным стволом (ствол 724_1).

Муллинская газоконденсатная залежь в районе скважины 33 установлена по данным ГИС в трех скважинах (скважины 33, 361) и в одном стволе (ствол 724_1) и подтверждена результатами опробования в одном стволе (ствол 724_1).

Из отложений муллинского горизонта в скважине 724_1 в интервале перфорации 5040,0-5046,0 м (-4938,2 - -4944,2 м) при ГДИ на штуцере 5 мм был получен безводный промышленный приток газа и конденсата дебитами 21,3 тыс. м³/сут и 67,7 м³/сут.

По данным интерпретации ГИС самая низкая отметка подошвы газонасыщенного пласта-коллектора выделена в скважине 724_1 на абсолютной отметке -4970,4 м. Водонасыщенная часть разреза не вскрыта.

ГВК условно принят на абсолютной отметке -4971,0 м (таблица 2.5.3.2).

Муллинская залежь подгоризонта ML-I по типу природного резервуара пластовая, тектонически, литологически и стратиграфически экранированная. Размеры её составляют 14,8х2,5 км, высота порядка 271 м, площадь газоносности 21297 тыс. м².

Газоконденсатная залежь в районе скважины 41_1

Вскрыта одним стволом (ствол 41_1).

Муллинская газоконденсатная залежь в районе скважины 41_1 установлена по данным ГИС в этой скважине и подтверждена результатами ее опробования.



Опробование выполнено в стволе 41_1 в интервалах 5262,0-5272,0 м (-5152,5- -5162,5 м) подгоризонта ML-I и 5287,5-5293,5 м (-5178,0- -5183,9 м), 5297,0-5302,0 м (-5187,4- -5192,4 м) подгоризонта ML-II муллинского горизонта после дострела совместно с франским продуктивным горизонтом. После СКО и закачки азота промышленного притока не получено, из верхнего интервала получен приток воды по заколонному пространству с глубины 5248,0 м, из двух нижних интервалов слабое поступление газоконденсата.

По данным интерпретации ГИС самая низкая отметка подошвы газонасыщенного пласта-коллектора выделена в скважине 41_1 на абсолютной отметке -5162,7 м. Водонасыщенная часть разреза не вскрыта.

ГВК условно принят на абсолютной отметке -5163,0 м (таблица 2.5.3.2).

Муллинская залежь подгоризонта ML-I по типу природного резервуара пластовая, тектонически экранированная. Размеры её составляют 2,2х0,7 км, высота порядка 38 м, площадь газоносности 1650 тыс. м².

Газоконденсатная залежь в районе скважины 42

Вскрыта одной скважиной (скважина 42).

Муллинская газоконденсатная залежь в районе скважины 42 установлена по данным ГИС в этой скважине, опробованием не подтверждена.

По данным интерпретации ГИС самая низкая отметка подошвы газонасыщенного пласта-коллектора выделена в скважине 42 на абсолютной отметке -5105,5 м. Водонасыщенная часть разреза не вскрыта.

ГВК условно принят на абсолютной отметке -5106,0 м (таблица 2.5.3.2).

Муллинская залежь подгоризонта ML-I по типу природного резервуара пластовая, тектонически экранированная. Размеры её составляют 3,5х1,0 км, высота порядка 102 м, площадь газоносности 1930 тыс. м².

Северо-Восточный участок

Вскрыт 8 скважинами (скважины 22, 29, 30, 46, 54, 115, 300, 303), 7 боковыми стволами (стволы 27_1_1, 27_2, 27_2_1, 57_1_2, 57_2, 61_1, 300_2) и одним углубленным стволом (ствол 52_1).

Покрышкой муллинского продуктивного подгоризонта ML-I является толща глинистых отложений в его кровле, где она вскрыта, и поверхность верхнедевонского несогласия, под которое этот горизонт выклинивается, где кровля горизонта эродирована.

Литологически подгоризонт представлен чередованием терригенно-карбонатных пород. К подгоризонту приурочена газоконденсатная залежь, вскрытая всеми скважинами, вскрывшими подгоризонт.



Муллинская газоконденсатная залежь установлена на основании опробования скважин 22, 30, 54, 300_2, 303.

В скважине 22 при опробовании пластов из интервалов 4915- 4919 м (-4812,6 - - 4816,6 м), 4945-4950 м (-4842,6- -4847,6 м), 4970-4973 м (-4867,6 - -4870,6 м) получен фонтанный приток газа с конденсатом дебитами 106,8 тыс. м³/сут газа и 176,6 м³/сут конденсата на 8 мм штуцере. По ГИС в этой скважине подошва опробованного пласта-коллектора подгоризонта ML-I установлена на абсолютной отметке -4852,0 м.

В скважине 30 из интервалов перфорации 4936-4943,3 м (-4834,7- -4842 м), 4948- 4953 м (-4846,7- -4851,7 м) муллинского горизонта при ГДИ через сепарационную установку «Порта-Тест» получен приток газа и конденсата дебитами 14,2 тыс. м³/сут и 24,2 м³/сут, соответственно, на 8 мм штуцере. После дострела интервала 4935-4945 м (-4833,7- -4843,7 м) при опробовании на 8 мм штуцере получен приток газа и конденсата с дебитами 13,5 тыс. м³/сут и 22,4 м³/сут, соответственно. Подошва опробованного пласта-коллектора находится на абсолютной отметке -4851,3 м.

В скважине 54 проведена совместная перфорация муллинского в интервале 4864,4-4874,4 м (-4764,7- -4774,6 м) и ардатовского в интервале 4928-4939 м (-4828,2- -4839,2 м) горизонтов. В результате ГДИ на 12 мм штуцере получен приток газа и конденсата: с расчетными дебитами 110,2 тыс. м³/сут и 189,1 м³/сут, соответственно. По PLT интервал перфорации муллинского горизонта дает 99,5 % суммарного притока. По данным ГИС подошва газонасыщенного пласта выделена на абсолютной отметке -4772,7 м.

В боковом стволе скважины 300 (ствол 300_2) из интервала перфорации 4912-4917 м (-4795,8- -4800,7 м) был получен приток газа и конденсата, при исследовании скважины через сепарационную установку «ОЗНА», с дебитами 23,6 тыс. м³/сут и 37,6 м³/сут, соответственно. При этом подошва опробованного газонасыщенного пласта-коллектора, выделенного по ГИС, определяется на абсолютной отметке -4802,3 м.

В скважине 303 из интервала 4950,0-4955,0 м (-4859,1 - -4864,1 м) после ГРП, очистки и освоения получен приток газоконденсатной смеси. После дострела интервала 4938,0- 4948,0 м (-4847,1- -4857,1 м) скважина 1 октября 2017 г. была введена в эксплуатацию. По ГИС подошва газонасыщенного коллектора находится на абсолютной отметке -4865,3 м.

В скважине 52_1 кровля водонасыщенного пласта-коллектора по ГИС определена на абсолютной отметке -4901,6 м.

ГВК принят условно на абсолютной отметке -4866,0 м (таблица 2.5.3.2).



Муллинская залежь по типу природного резервуара пластовая, тектонически, литологически и стратиграфически экранированная. Размеры её составляют 18,0 х 3,0 км, высота порядка 116 м, площадь газоносности 26632 тыс. м².

Подгоризонт ML-II

Западный участок

Вскрыт 6 скважинами (скважины 33, 42, 45, 204, 234, 361) и тремя углубленными стволами (стволы 41_1, 234_1, 724_1).

Литологически представлен преимущественно карбонатными отложениями. Продуктивный подгоризонт ML-II отделяется от подгоризонта ML-I толщей глинистых отложений.

В подгоризонте ML-II выделены две газоконденсатные залежи: в районе скважины 45 и в районе скважины 33.

Залежь в районе скважины 45

Вскрыта одной скважиной 45.

По данным интерпретации ГИС в скважине 45 подошва самого низкого газонасыщенного пласта – коллектора определена на абсолютной отметке -4741,4 м.

Залежь опробованием не подтверждена.

ГВК условно принят на абсолютной отметке -4742,0 м (таблица 2.5.3.2).

Залежь по типу природного резервуара пластовая, тектонически и стратиграфически экранированная. Размеры её составляют 6,0х0,5 км, высота порядка 17 м, площадь газоносности 1731 тыс. м².

Залежь в районе скважины 33

Вскрыта двумя скважинами 33, 204.

По данным интерпретации ГИС отметка подошвы газонасыщенного пласта-коллектора в скважине 33 выделена на абсолютной отметке -4809,9 м, в скважине 204 на абсолютной отметке -4767,5 м. Водонасыщенная часть разреза не вскрыта.

ГВК условно принят на абсолютной отметке -4810,0 м (таблица 2.5.3.2).

Залежь по типу природного резервуара пластовая, тектонически экранированная. Размеры её составляют 3,2х0,8 км, высота залежи порядка 35 м, площадь газоносности 2058 тыс. м².

Северо-Восточный участок

Вскрыт 9 скважинами (скважины 22, 28, 29, 30, 46, 54, 115, 119, 300) и 9 стволами (стволы 27_1_1, 27_2, 27_2_1, 52_1, 57_2, 61_1, 213_1, 216_2, 300_2).

Литологически подгоризонт представлен карбонатными породами. К подгоризонту приурочены три газоконденсатных залежи.

Залежь в районе скважины 46

Вскрыта одной скважиной 46 и двумя стволами (ствол 27_1_1, 27_2_1).

По данным интерпретации ГИС в скважине 46 и стволах 27_1_1, 27_2_1 подошва самого низкого газонасыщенного пласта – коллектора, выделенного по ГИС, определена на абсолютной отметке -4845,4 м.

Муллинская газоконденсатная залежь в подгоризонте ML-II в районе скважины 46 установлена на основании опробования скважины 46.

В скважине 46 проведено опробование в интервале перфорации 4901,0-4909,0 м (-4787,0- -4795,0 м). После СКО получен пульсирующий выход рассола с периодическими вспышками газа длиной факела до 0,5 – 1,0 м.

ГВК принят условно на абсолютной отметке -4846,0 м (таблица 2.5.3.2).

Муллинская залежь по типу природного резервуара пластовая, тектонически, литологически и стратиграфически экранированная. Размеры её составляют 7,5х1,7 км, высота порядка 96,0 м, площадь газоносности 7513 тыс. м².

Залежь в районе скважины 213_1

Вскрыта одним боковым стволом 213_1 и одной скважиной 119.

По данным интерпретации ГИС в стволе 213_1 подошва газонасыщенного пласта – коллектора определена на абсолютной отметке -4732,0 м. В скважине 30 водонасыщенные пласты-коллекторы выделены с абсолютной отметки -4881,4 м.

Муллинская газоконденсатная залежь в подгоризонте ML-II в районе скважины 213_1 опробованием не подтверждена.

ГВК принят условно на абсолютной отметке -4732,0 м (таблица 2.5.3.2).

Муллинская залежь по типу природного резервуара пластовая, тектонически и стратиграфически экранированная. Размеры её составляют 2,0х0,3 км, высота порядка 7,0 м, площадь газоносности 493 тыс. м².

Залежь в районе скважины 115

Вскрыта одной скважиной 115.

Муллинская газоконденсатная залежь в подгоризонте ML-II в районе скважины 115 опробованием не подтверждена.

ГВК принят условно на абсолютной отметке -4778,0 м по данным ГИС (таблица 6.1.3.2).

Муллинская залежь по типу природного резервуара пластовая, тектонически и стратиграфически экранированная. Размеры её составляют 2,3х0,4 км, высота порядка 28,0 м, площадь газоносности 929 тыс. м².

Ардатовский продуктивный горизонт D₂gv(ad)

Газоносность ардатовского продуктивного горизонта на месторождении Чинаревское выявлена на Западном, Северо-Восточном и Южном участках.

Покрышкой ардатовского продуктивного горизонта является пласт глин в подошве муллинских отложений, средняя толщина которого составляет порядка 2,0 м, изменяясь от 0,7 м (скважина 61) до 3,6 м (скважина 27,2). Там, где муллинские отложения размыты и кровля ардатовских отложений эродирована, ардатовские продуктивные отложения экранируются поверхностью стратиграфического и углового несогласия, приуроченной к подошве фаменских отложений.

Кроме этого, в кровле ардатовского горизонта выделяется пласт плотных карбонатных пород средней толщиной 12,6 м при изменениях от 5,1 м (скважина 61) до 16,9 м (скважина 30), в котором продуктивные пласты выделены только в двух скважинах 27_2_1, 33 в прикровельной части пласта. В подошве ардатовских отложений также имеется глинистый пласт, средняя толщина которого составляет 23,7 м при изменениях от 3,6 м (скважина 10) до 51,6 м (скважина 218), отделяющий их от воробьевского горизонта живецких отложений.

Западный участок

Выделены 3 газоконденсатные залежи: одна в районе скважин 33, 204, 219, 361, одна в районе скважины 42 и одна в районе скважины 41_1.

Ардатовский продуктивный горизонт вскрыт 8 скважинами (скважины 33, 42, 45, 204, 210, 219, 234, 361), одним боковым (ствол 234_1) и двумя углубленными стволами (стволы 41_1, 724_1).

Газоконденсатная залежь в районе скважины 204

Вскрыта 7 скважинами (скважина 33, 45, 204, 210, 219, 234, 361) и двумя стволами (стволы 234_1, 724_1), установлена по результатам опробования четырех скважин (скважины 45, 210, 219, 361) и данным ГИС в 4 скважинах (скважины 33, 204, 219, 361).

В скважине 45 при совместном опробовании интервалов перфорации ардатовского, воробьевского, чернойрского и клинцовско-мосоловского горизонтов получен слабый приток газоконденсата. При проведении PLT интервал перфорации ардатовского горизонта 4863,0-4873,0 м (-4773,0- -4783,0 м) работал полностью газоконденсатом с долей притока 15 % от общего и на 10 мм штуцере дебит газоконденсата составил 23,5 м³/сут. После дострела в скважине 45 ардатовский горизонт был совместно опробован с воробьевским и чернойрским



горизонтами, был получен приток газоконденсата и воды (конденсата 2,83 м³/сут, газа 9,08 тыс. м³/сут, воды 11,47 м³/сут).

Скважина 219 опробована в интервале 4857-4871 м (-4725,9 - -4737,3 м) ардатовских отложений, в результате чего был получен приток пластовой воды с газопроявлением. По результатам PLT выделены 4 приточных интервала, которые работали углеводородами и водой. Вероятный источник воды - переток по трещинам из верхних пород.

В скважине 210 ардатовский горизонт был совместно опробован с фаменским, воробьевским, чернойским и афонинским горизонтами в интервалах перфораций 4842,0-4848,0 м (-4717,4- -4722,5 м), 4856,0-4862,0 м (-4729,3-4734,5 м), 4866,0-4872,0 м (-4737,9.-4743,1 м) и в интервале открытого ствола 4945,0-4962,0 м (-4806,2- -4907,1 м). После освоения через сепарационную установку «Порта-Тест» получено конденсата 2,47 м³, всего жидкости 20,16 м³. После дострела-перестрела интервала 4848,0-4872,0 м (-4722,5- -4743,1 м) в фаменских и ардатовских отложениях через сепарационную установку «Порта-Тест» получено конденсата 3,1 м³, воды 7,1 м³. По PLT первоначальный дебит нестабильного конденсата на 11,5 мм штуцере составил 2,34 м³/ч 56,16 м³/сут), дебит газа составил 3,84 тыс. м³/ч (9,1 тыс. м³/сут) с постепенным уменьшением дебита конденсата до 0,1 м³/ч и газа до 0,7 тыс. м³/ч.

В скважине 361 были опробованы интервалы 5130,0-5134,0 м (-5027,6- -5031,6 м), 5122,0-5128,0 м (-5019,6- -5025,6 м) ардатовского горизонта. На штуцере 7,94 мм получен приток конденсата в пульсирующем режиме: за 26 ч. - 5,82 м³. На штуцере 9,92 мм за 13 ч получено 0,95 м³. По PLT дебит газа -20,0 тыс. м³/сут, конденсата 5,4 м³/сут на штуцере 7,94 мм, дебит газа -25,0 тыс. м³/сут, конденсата 1,74 м³/сут на штуцере 9,92 мм. После дострела интервала 5141,5-5150,0 м (-5039,1- -5047,6 м) на штуцере 7,94 мм приток конденсата в пульсирующем режиме за 17 ч. - 5,55 м³. На штуцере 9,92 мм за 48 ч. получено 2,62 м³. По PLT дебит газа - 18,0 тыс. м³/сут, конденсата 7,84 м³/сут на штуцере 7,94 мм, дебит газа 25,0 тыс. м³/сут, конденсата 1,74 м³/сут на штуцере 9,92 мм. Промышленного притока не получено.

По данным ГИС в скважинах 33, 45, 204, 219 и 361 подошвы газонасыщенных коллекторов выделены до абсолютных отметок -4840,5 м, -4781,4 м, -4798,7 м, -4739,8 м и -5026,2 м.

ГВК принят условно на отметке -5027,0 м (таблица 2.5.3.2).

Залежь пластовая тектонически и стратиграфически экранированная. Размеры залежи в районе скважины 204 составляет 14,5х2,2 км. Высота залежи составляет порядка 302 м, площадь газоносности 21903 тыс. м².

Газоконденсатная залежь в районе скважин 41_1

Вскрыта одним стволом (ствол 41_1).



Установлена по результатам опробования ардатовских отложений в стволе 41_1.

В стволе 41_1 интервал 5402,0-5408,0 м (-5292,3- -5298,3 м) ардатовского горизонта был совместно опробован с воробьевским и черноморским горизонтами. После СКО зафиксирован выход газа длиной факела 1 м через штуцер 8,0 мм. Промышленного притока не получено. По РЛТ работающий интервал выделен не был. Затем было проведено опробование интервала ардатовского горизонта 5370,0-5375,0 м (-5260,3- -5265,3 м) вместе с интервалами франского и муллинского горизонтов. Был получен приток воды. По РЛТ приток воды из интервала ардатовского горизонта возможно с УВ за счет притока из нижних пластов по заколонному пространству.

По данным ГИС в стволе 41_1 газонасыщенные пласты коллекторы выделены до абсолютной отметки -5278,9 м, кровля водонасыщенного пласта-коллектора отбита на абсолютной отметке -5280,2 м.

ГВК принят на абсолютной отметке -5279,0 м (таблица 2.5.3.2).

Залежь пластовая тектонически экранированная. Размеры залежи в районе скважины 41_1 составляет 3,0х1,2 км. Высота залежи составляет порядка 79 м, площадь газоносности 2160 тыс. м².

Газоконденсатная залежь в районе скважин 42

Вскрыта одной скважиной (скважина 42). Залежь опробованием не подтверждена.

По данным ГИС в скважине 42 газонасыщенные пласты коллекторы выделены до абсолютной отметки -5157,8 м.

ГВК принят условно на абсолютной отметке -5158,0 м (таблица 2.5.3.2).

Залежь пластовая тектонически экранированная. Размеры залежи в районе скважины 42 составляет 2,8х0,9 км. Высота залежи составляет порядка 83 м, площадь газоносности 1741 тыс. м².

Северо-Восточный участок

Ардатовский горизонт вскрыт 13 скважинами (скважины 22, 28, 30, 46, 54, 115, 119, 201, 213, 216, 218, 224, 300) и 10 боковыми стволами (27_1, 27_1_1, 27_2, 27_2_1, 61_1, 119_1, 201_1, 213_1, 216_1, 216_2).

Выделена одна газоконденсатная залежь.

Газоконденсатная залежь

Залежь вскрыта 10 скважинами (скважины 28, 46, 54, 115, 119, 201, 213, 216, 218, 224) и 8 боковыми стволами (27_2, 27_2_1, 61_1, 119_1, 201_1, 213_1, 216_1, 216_2).

Газоконденсатная залежь была выявлена по результатам опробования скважин 28, 46, 54, 115 и боковых стволов 27_2_1, 213_1.



В скважине 27_2_1 по результатам опробования интервала 4940,0-4950,0 м (-4818,9-4829,0 м) слабое газопроявление было получено до отметки -4829,0 м. По PLT приточный интервал 4941,2-4945,3 м (-4820,0 - -4823,8 м) работал углеводородами, интервал 4950,3-4951,8 м (-4828,4 - -4829,8 м) водой, которая вероятно всего была заколонным перетоком, что подтверждают исследования.

В скважине 28 при опробовании интервалов 4864,0-4873,0 м (-4769,8- -4778,8 м), 4778,0-4890,0 м (-4783,8- -4795,8 м) ардатовского горизонта после освоения через сепарационную установку «Велл-Тест» получен промышленный приток газоконденсата. Проведены ГДИ на 5 режимах на штуцерах 14,3 мм, 15,9 мм, 19,8 мм, 22,2 мм, 25,4 мм, дебит газа менялся от 502,2 тыс. м³/сут до 786,6 тыс. м³/сут, дебит конденсата – от 190,0 м³/сут 259,9 м³/сут.

В скважине 46 опробование проведено в интервале 4950,0-4957,0 м (-4836,0- -4843,0 м), был получен приток воды. Затем был установлен цементный мост с кровлей на глубине 4948,0 м и перфорирован интервал 4942,0-4946,0 м (-4828,0- -4832,0 м), из которого был получен приток УВ газа длиной пламени 1,5 м. Установлен цементный мост на глубине 4940,0 м и перфорирован интервал 4924,5-4937,0 м (-4810,5- -4823,0 м), после СКО получен приток воды и выполнен перестрел интервала 4925,0-4937,0 м (-4811,0- -4823,0 м), из которого через сепаратор "ОЗНА" получен приток газа и воды. По ГИС газонасыщенные пласты выделены до абсолютной отметки -4832,4 м.

При совместном опробовании ардатовских и муллинских отложений в скважине 54 из интервалов 4864,4-4874,4 м (-4763,9 - -4773,9 м) и 4928,0-4939,0 м (-4827,5 - -4838,5 м) получен приток газоконденсатнефтяной смеси дебитом жидкой фазы 157,5 м³/сут и газа дебитом 87,5 тыс. м³/сут через 10 мм штуцер с высоким газосодержанием (556 м³/м³) до абсолютной отметки -4839,1 м.

При опробовании в скважине 115 из интервала 4888,0-4913,0 м (-4795,1 - -4820,0 м) был получен приток конденсата дебитом 5,6 м³/сут и газа дебитом 96,4 тыс. м³/сут через 7 мм штуцер.

Подошва опробованного газонасыщенного пласта в скважине 115 отмечена на абсолютной отметке -4820,0 м.

Наиболее низкая абсолютная отметка -4847,5 м подошвы газонасыщенного пласта по ГИС выделена в скважине 54, кровля воды находится на абсолютной отметке -4847,9 м.

ГВК принят на абсолютной отметке -4848 м (таблица 2.5.3.2).

Залежь является газоконденсатной, по типу резервуара пластовая, тектонически экранированная с юга и юго-востока и стратиграфически ограниченная с юго-востока

поверхностью регионального девонского несогласия. Размеры составляют 14,0 х 2,1 км, высота залежи порядка 123 м, площадь газоносности 19226 тыс. м².

Южный участок

Ардатовский горизонт получил развитие на северо-восточном, северном, северо-западном и западном обрамлении участка, выклиниваясь в сторону его сводовой части.

Горизонт вскрыт двумя скважинами П-9, 32 и двумя боковыми горизонтальными стволами 32_1, 32_2.

Выделена одна газоконденсатная залежь в районе скважины 32, экранированная с востока разрывным нарушением f_{12} .

Газоконденсатная залежь в районе скважины 32

Вскрыта одной скважиной (скважина 32) и двумя стволами (стволы 32_1, 32_2).

Залежь подтверждена опробованием в одной скважине (скважина 32) и в двух стволах (стволы 32_1, 32_2).

В скважине 32 при совместном опробовании интервала 4896-4901 м (-4797,3- -4802,3 м) ардатовского горизонта с воробьевским горизонтом на 6 мм штуцере в течение 23,7 ч был получен приток газа дебитом 44,5 тыс. м³/сут, конденсата дебитом 92,4 м³/сут, причем по PLT работал интервал только ардатовского горизонта. После перестрелов и дострелов в скважине 32 опробованием были охвачены интервалы до абсолютной отметки -4827,3 м, получен промышленный приток флюида и скважина введена с 18 июня 2009 г. в пробную эксплуатацию.

В стволе 32_1 при опробовании из интервалов 5170,0-5425,0 м (-4804,4- -4811,0 м), 5257,0-5290,0 м (-4807,8- -4808,3 м), 5257,0-5321,2 м (-4807,8- -4808,7 м) ардатовского горизонта получен слабый приток газоконденсата до абсолютной отметки -4811,0 м.

В стволе 32_2 опробование проведено в интервалах 5169,0-5173,0 м (4843,6- -4844,5 м), 5161,0-5164,0 м (-4841,9- -4842,5 м), 5128,0-5131,0 м (-4835,2- -4835,8 м) ардатовского продуктивного горизонта, приток получен не был по причине не удачного ГРП. После дострелов после ГРП при ГДИ через сепарационную установку «Порта-Тест» на 10 мм штуцере получен приток газа дебитом 83,1 тыс. м³/сут, конденсата дебитом 165,9 м³/сут. Самая нижняя абсолютная отметка получения притока УВ -4825,5 м.

По данным ГИС в скважине 32 газонасыщенные пласты выделяются до абсолютной отметки -4827,9 м, в стволе 32_2 – до абсолютной отметки -4847,0 м. Водонасыщенные пласты не вскрыты.

ГВК условно принят на абсолютной отметке -4847,0 м (таблица 2.5.3.2).

Залежь в районе скважины 32 по типу природного резервуара пластовая, стратиграфически и тектонически экранированная. Размеры залежи составляют 4,2 х 1,1 км, высота - 72 м, площадь газоносности 4340 тыс. м².

Афонинский продуктивный горизонт D_{2ef}(af)

Вскрыт в 45 скважинах, включая 13 боковых стволов. Из них 32 скважины пробурены на Северо-Восточном участке, 8 – на Западном и 5 скважин – на Южном.

Продуктивность афонинского горизонта установлена на Западном и Северо-Восточном участках, где выявлены две газоконденсатных залежи.

Западный участок

Афонинские отложения вскрыты 7 скважинами (скважины 4, 33, 45, 204, 208, 210, 219) и одним боковым стволом (ствол 234_1), пробуренными на Западном участке.

Газоконденсатная залежь на Западном участке в афонинских отложениях подтверждена результатами опробования скважин 33, 45, 204 и 210 и исследованиями PLT.

В скважине 33 при совместном опробовании интервалов 5185,0- 5210,0 м (-5087,7 - -5112,7 м) и 5067,7-5089,7 м (-4970,5 - -4992,5 м) бийского и афонинского горизонтов получен приток газоконденсата до абсолютной отметки -4991,1 м. По данным PLT дебит конденсата составил 37,9 м³/сут, дебит газа - 31,6 тыс. м³/сут через 7 мм штуцер, интервал афонинского горизонта 5076,0-5089,7 м работал с долей притока 8,1 %.

В скважине 45 после дострела интервала 5090,0-5096,0 м (-4996,5 - -5002,2 м) при совместном опробовании с бийским горизонтом был получен приток газоконденсата: дебит газа 82,56 тыс. м³/сут и дебит конденсата 70,08 м³/сут через 11 мм штуцер, до абсолютной отметки -4995,6 м. По данным PLT работающие интервалы афонинского горизонта 5057,0-5063,0 м, 5083,2-5096,7 м через 10 мм штуцер давали 0,4 % и 21,5 % притока, соответственно.

В скважине 204 при опробовании интервала афонинского горизонта 5189,0-5195,0 м (-5018,4- -5021,3 м), получен приток газоконденсата. После дострела 5183,0-5189,0 (-5015,5- -5018,4 м) и проведения КРС с целью восстановления ранее перфорированных интервалов бийского горизонта 5279,0-5283,0 м (-5050,6- -5051,6 м), 5355,0-5360,5 м (-5070,6- -5072,1 м), 5360,5-5366,0 м (-5072,1- -5073,5 м) 06.06.2016 г. скважина введена в эксплуатацию. По PLT работающим в афонинском горизонте является интервал 5191,8-5194,8 м с дебитом газа 136,47 м³/сут, нефти 9,04 м³/сут.

В скважине 210 в интервале открытого ствола 4945,0-5062,0 м в воробьевских, черноморских и афонинских отложениях 9-11 декабря 2016 г. проведено освоение скважины, в результате которого получен приток газоконденсата. В период 10-11 декабря скважина работала через сепарационную установку «Порта-Тест» с факелом газа до 5-6 м.



Первоначальный дебит нестабильного конденсата на 11,51 мм штуцере составил 2,34 м³/ч (Qконд - 56,16 м³/сут), дебит газа составил 3,84 тыс. м³/ч (Qг – 92,16 тыс. м³/сут), с постепенным уменьшением дебита конденсата до 0,1 м³/ч и газа до 0,7 тыс. м³/ч. За 21 ч было получено в емкостях 14,7 м³ конденсата и 1,12 м³ воды, 39,56 тыс. м³ газа. В период с 13 по 20 декабря 2016 г. проведена СКО. Скважина подключена к сепарационной установке «ОЗНА». Во время работ возможно обрушение и обвалы открытого ствола ниже 4955,3 м. В результате освоения выхода УВ жидкости не наблюдается, на выходе УВ газ длиной пламени 1-2 м.

ГВК условно принят на абсолютной отметке -5093,0 м (таблица 2.5.3.2).

Залежь по типу природного резервуара является пластовой, тектонически экранированной с юго-востока, имеет размеры 13,8 x 2,1 км и высоту порядка 293 м. Площадь газоносности составляет 18659 км².

Северо-Восточный участок

Афонинские отложения вскрыты 22 скважинами (скважины 4, 10, 20, 22, 28, 115, 119, 201, 205, 209, 215, 216, 217, 218, 220, 222, 223, 224, 225, 228, 230, 231) и 11 боковыми стволами (стволы 20_1, 20_2, 27_1, 27_1_1, 119_1, 201_1, 213_1, 216_1, 216_2, 225_1, 230_1), пробуренными на Северо-Восточном участке.

Газоконденсатная залежь на Северо-Восточном участке в афонинских отложениях установлена по результатам опробования и освоения скважин 4, 10, 20, 20_1, 20_2, 27_1_1, 28, 115, 119, 119_1, 213_1, 215, 216_1, 217, 218, 220, 222, 223, 224, 225_1, 230_1. При этом, были получены притоки газа и конденсата дебитами от 18,9 до 335,4 тыс. м³/сут и 10,2 - 423,2 м³/сут (в скважине 10, Дшт=7 мм и скважина 218, Дшт 12 мм).

Наиболее низкая отметка получения притока газа и конденсата -5092,8 м отмечена в скважине 4, где из интервала 5145-5172 м (-5067,5- -5094,5 м) дебиты составили 98,9 тыс. м³/сут и 45,1 м³/сут на 8 мм штуцере.

В скважине 27_1_1 из интервала 5205,0-5231,0 м (-5076,4 - -5101,3 м), был получен приток пластовой воды с абсолютной отметки -5095,2 м.

ГВК принят на абсолютной отметке -5093,0 м (таблица 2.5.3.2).

Залежь по типу природного резервуара является пластовой, тектонически экранированной с юга и северо-запада, имеет размеры 21,4x3,6 км и высоту порядка 343 м. Площадь газоносности составляет 55478 км².

Бийский продуктивный горизонт

Вскрыт в 42 скважинах, включая 11 боковых стволов, из которых 32 скважины находятся на Северо-Восточном участке, 7 скважин – на Западном и 4 скважины пробурены на Южном.



На Западном участке выделены две газоконденсатные залежи в районе скважин 45 и 204, на Северо-Восточном участке - одна газоконденсатная залежь.

Западный участок

Бийский продуктивный горизонт на данном участке вскрыт в 7 скважинах (скважины 4, 33, 45, 204, 208, 219) и одном боковом стволе (ствол 234_1).

Выделены две газоконденсатные залежи: в районе скважины 45 и в районе скважины 204.

Газоконденсатная залежь в районе скважины 45

Вскрыта 4 скважинами (скважины 4, 45, 208, 219) и одним боковым стволом (ствол 234_1).

Бийская газоконденсатная залежь установлена на основании опробования скважин 45 и 208.

В скважине 45 при опробовании интервалов 5180,0-5204,0 м (-5082,5 - -5105,5 м), 5153,0-5159,0 м (-5056,7 - -5362,4 м), 5178,0-5200,0 м (-5080,6 - -5101,7 м) бийских отложений совместно с афонинскими получен приток газа и конденсата на 12 мм штуцере дебитом 67,68 тыс. м³/сут и 93,12 м³/сут, соответственно.

Подошва выделенного по ГИС и опробованного пласта-коллектора находится на абсолютной отметке -5099,9 м.

В скважине 208 при опробовании интервалов бийского горизонта 5097,0-5122,0 м (-4903,1- -4913,0 м), 5153,0-5183,0 м (-4924,9- -4936,1 м), 5220,0 - 5229,0 м (-4949,8- -4953,2 м), 5263,0-5325,0 м (-4966,0- -4989,4 м) получен слабый приток газоконденсата.

ГВК принят на абсолютной отметке -5100,0 м (таблица 2.5.3.2).

По типу природного резервуара бийская залежь пластовая, тектонически экранированная. Размеры её составляют 6,5х1,7 км, высота залежи порядка 200 м, площадь газоносности составляет 7113 км².

Газоконденсатная залежь в районе скважины 204

Вскрыта 2 скважинами (скважины 33, 204).

Бийская газоконденсатная залежь установлена на основании опробования скважин 33 и 204.

В скважине 33 при совместном опробовании интервалов 5067,7- 5089,7 м (-4970,5 – -4992,5 м) и 5185,0-5210,0 м (-5087,8- -5112,8 м) афонинского и бийского горизонтов получен приток газоконденсата дебитом газа 31,6 тыс. м³/сут, дебитом конденсата 37,9 м³/сут через 7 мм штуцер. В интервале перфорации 5185,0-5210,0 м (-5087,7- -5112,7 м) проведены исследования PLT, работающий газоконденсатом интервал через 5 мм штуцер выделен только в верхней

части перфорации 5185,0-5188,0 м, дает 100% притока. По данным PLT через 7 мм штуцер интервал бийского горизонта 5185,0-5188,0 м давал 91,9 % притока. Нижняя отметка газа - 5091,1 м по подошве коллектора, выделенного в данном интервале. Нижележащие пласты-коллекторы не работают.

В скважине 204 были перфорированы интервалы 5355,0-5360,5 м (-5070,6- -5072,1 м), 5360,5- 5366,0 м (-5072,1 – 5073,5 м) бийского горизонта совместно с афонинским, после освоения азотом, СКО и ГРП получен приток газоконденсата. После дострелов и перестрелов в бийском горизонте и дострела в афонинском, получен приток газоконденсата и скважина 204 введена в эксплуатацию 06.06.2016 г., на 02.02.2017 г. скважина работала на УКПГ через 10,3 мм штуцер с дебитом газа 17,0 тыс. м³/сут и конденсата 8,0 м³/сут.

В скважине 204 подошва газонасыщенных по ГИС коллекторов находится на отметке - 5100 м, при этом кровля водонасыщенных фиксируется на отметке -5105,1 м.

Подошва газонасыщенных по ГИС коллекторов в скважине 33 находится на отметке - 5097,7 м.

ГВК принят на абсолютной отметке -5100,0 м (таблица 2.5.3.2).

По типу природного резервуара бийская залежь пластовая, тектонически экранированная. Размеры её составляют 2,0 x 0,5 км, высота залежи порядка 52 м, площадь газоносности составляет 767 км².

Северо-Восточный участок

Бийские отложения вскрыты 22 скважинами (скважины 4, 10, 20, 22, 28, 115, 119, 201, 205, 209, 215, 216, 217, 218, 220, 222, 223, 224, 225, 228, 230, 231) и 10 боковыми стволами (стволы 20_1, 20_2, 27_1, 27_1_1, 119_1, 201_1, 213_1, 216_1, 225_1, 230_1).

Бийская газоконденсатная залежь на Северо-Восточном участке установлена на основании опробования и освоения скважин 4, 10, 20, 20_1, 20_2, 22, 28, 33, 115, 119, 119_1, 215, 216_1, 217, 218, 220, 222, 223, 224, 225_1, 228, 230_1, 231. При этом были получены притоки газа и конденсата дебитами от 45,4 до 232,1 тыс. м³/сут и 32,8 – 225,4 м³/сут (в скважине 10, Дшт=8 мм и скважине 215, Дшт=8 мм).

В скважине 28 при опробовании из интервалов 5162,0-5190,0 м (- 5068,0 - -5096,1 м), 5206,0-5234,0 м (-5112,0 - -5140,1 м) был получен приток пластовой воды со слабым газопроявлением. Верхняя отметка водонасыщенного пласта-коллектора, выделенного по ГИС и опробованного в колонне, получена на абсолютной отметке -5078,7 м, а подошва газонасыщенного коллектора -5078,2 м. По данным PLT исследований работающими интервалами являются 5175,0 -5180,0 м (-5080,6 - -5085,6 м) и 5184,0 -5189,0 м (-5089,6 - -5094,5 м), которые работают водой.



При опробовании интервала 5192-5204 м (-5114,5 - -5126,5 м) в скважине 4 получен приток пластовой воды плотностью 1,75 г/м³. Кровля водонасыщенного пласта – коллектора, выделенного по ГИС, находится на абсолютной отметке -5106,3 м.

В скважине 115 после дострела 4-5 декабря 2008 года интервалов 5168,0-5174,0 м (-5073,2 - -5079,2 м), 5180,0 -5188,0 м (-5085,2 - -5093,2 м), 5201,0-5207,0 м (-5106,1 - -5112,1 м) и СКО был получен приток пластовой воды плотностью 1,14 г/см³ с газом длиной факела 0,3-0,5 м. При этом подошва газонасыщенного по ГИС коллектора отмечается на глубине -5074,5 м, а кровля водонасыщенного – на -5083,0 м.

Самая низкая отметка газа была получена при опробовании скважины 218 на глубине -5058,2 м, при этом получен промышленный приток дебитом газа 355,4 тыс. м³/сут и конденсата 423,2 м³/сут через 12 мм штуцер.

ГВК принят на абсолютной отметке -5078 м (таблица 2.5.3.2).

По типу природного резервуара бийская залежь пластовая, с юга тектонически экранированная. Размеры её составляют 10,2 х 3,0 км, высота залежи порядка 278 м. Площадь газоносности составляет 22960 км².

2.6 Характеристика почвенного покрова на территории расположения месторождения Чинаревское

Чинаревское нефтегазоконденсатное месторождение находится на территории района Бәйтерек Западно-Казахстанской области. Основными пользователями земель сельскохозяйственного назначения являются товарищества с ограниченной ответственностью, акционерные общества, сельскохозяйственные кооперативы, крестьянские (фермерские) хозяйства, использующие сельхозугодия на правах краткосрочной и долгосрочной аренды.

Главной составной частью земель водного фонда района являются земли, покрытые водой (водопокрытые земли). В водный фонд не входят земли, покрытые водой сезонно, например, в период половодий. В тоже время к водному фонду относятся земли, прилегающие к водоемам – это береговые полосы внутренних вод шириной до 20 м от уреза воды или бровки берега, земельные участки, занятые гидротехническими сооружениями. Распашка и работа на береговых полосах запрещена.

На территории Чинаревского месторождения земли водного фонда представлены реками Ембулатовка, Быковка и пойменными озерами, а также искусственно созданными прудами на балках. Основная часть земель водного фонда представлена водной поверхностью - около 70% и сельхозугодиями - 9-10%. Площадь земель водного фонда составляет 6,5 тыс. га.

Согласно схеме почвенно-географического районирования Западно-Казахстанской области, территория Чинаревского нефтегазоконденсатного месторождения относится к



увалисто-волнистому засушливо-степному району степной зоны. Фрагмент почвенной карты района расположения месторождения Чинаревское представлен на рисунке 2.6.1.

Основу почвенного строения района составляют темно-каштановые почвы. Они характеризуются мощным гумусовым горизонтом от 35 до 50 см с большим содержанием гумуса, имеют высокую емкость поглощения. Почвообразующими породами района служат сырцовые глины и суглинки. Грунтовые воды на участке не обнаружены на глубине до 20 м и, тем более не влияют на процессы почвообразования.

Темно-каштановые почвы, наиболее распространенные на рассматриваемой территории, занимают плоские вершины водоразделов и их пологие склоны. В понижениях рельефа в условиях дополнительного увлажнения сформировались лугово-каштановые, луговые и болотные почвы, являющиеся интразональными типами почв.

В пределах исследуемой территории встречаются следующие виды и типы темно-каштановых почв: среднemosные, слабосмытые, среднесмытые, карбонатные, глубокозасоленные, слабосолончаковатые, глубокосолончаковатые, перерытые.

Темно-каштановые среднemosные почвы формируются под ковыльно-типчаковой растительностью с небольшим участием степного разнотравья. Мощность гумусового горизонта колеблется от 36см до 48см. В верхней части профиля содержание гумуса составляет 1,2-3,57%. Сумма поглощенных оснований в верхнем горизонте меняется в пределах от 21,6 до 34,1мг-экв/100г, а в составе оснований преобладает кальций (70-85%). Содержание питательных веществ в темно-каштановых среднесуглинистых почвах составляет: подвижный фосфор от 0,7 до 2,4; подвижный калий от 22,7 до 34; азот от 1,54 до 6,02мг/100г. почвы. Почвы не засолены – на глубине 170-180см сумма солей не превышает 0,062%.

Темно-каштановые карбонатные глубокозасоленные перерытые почвы достаточно малораспространены в районе расположения намечаемого объекта. Почвы отличаются заметной перерытостью почвенного профиля землероями (сусликами) и наличием водорастворимых солей глубже 150см. Содержание гумуса в слое 0-10см составляет 2,65%, с глубиной он резко уменьшается (на глубине 30-40см гумуса 0,40%). Поглощающий комплекс насыщен кальцием 78,2 – 86,4%, магнием 12,3 – 20,8% и натрием 0,97 – 1,08%. Почвы низко обеспечены фосфором, средне – калием и высоко - азотом. Реакция почвенного покрова щелочная (рН=8,2 – 8,4). Почвы выделены в основном в виде пятен на фоне темно-каштановых среднemosных почв.

Темно-каштановые слабосмытые почвы встречаются на слабopологих склонах как однородными контурами так и в сочетании с другими почвами. Характерной особенностью почв является некоторое уменьшение верхнего гумусового горизонта за счет смыва

поверхностными водами. Его мощность составляет до 30 до 36см. Содержание гумуса колеблется от 1,97 до 2,57%, сумма поглощенных оснований – 26,2мг-экв на 100г. Подвижными формами питательных веществ почвы обеспечены средне, обладают слабощелочной реакцией ($pH=7,4$).

Темно-каштановые среднесмытые слабосолончаковатые почвы залегают небольшими участками вблизи п. Рожково. Почвы отличаются наличием солончатого горизонта глубже 60см (сумма солей равна 0,135%). Мощность гумусового горизонта составляет 29см, содержание гумуса в слое 0-20см - 2,64%. Реакция почвенного покрова щелочная ($pH=8,2-8,3$). Подвижными фосфором и калием почвы обеспечены низко, гидролизуемым азотом высоко. На фоне данного типа почв небольшими участками выделены сильносмытые солончаковатые почвы, характеризующиеся залеганием водорастворимых солей с 35см.

Темно-каштановые среднесмытые глубокосолончаковатые почвы расположены севернее района намечаемой деятельности пятнами среди слабосмытых почв. Почвы характеризуются залеганием водорастворимых солей глубже 90 см. Мощность гумусового горизонта невысокая – 25 см, содержание гумуса в слое 0-20см не превышает 1,8%. Реакция почвенного покрова слабощелочная, содержание водорастворимых солей на глубине 140-150см составляет 0,158%.

Лугово-каштановые почвы встречаются небольшими участками в понижениях слабоволнистой равнины в основном в комплексе с различными видами темно- каштановых почв. Формируются на желто-бурых глинах, суглинках и супесях под хорошо развитой разнотравно-ковыльной лугово-степной растительностью. Почвы отличаются высоким плодородием. Средняя мощность гумусового горизонта равна 49см. В почвах содержится значительное количество гумуса (до 8,45%), валового азота (0,42 – 0,64%). Почвенный горизонт высоко обеспечен питательными веществами - подвижным калием и фосфором, азотом. Водорастворимые соли в почвенном профиле отсутствуют. Данные характеристики позволяют отнести данный тип почв к лучшим пахотным землям.

Луговые почвы встречаются в долине реки Ембулатовка, занимают небольшую площадь и залегают однородными контурами. Почвообразующими породами являются желто-бурые глины и суглинки. Содержание гумуса в почвах достигает 6,35%, мощность гумусового горизонта – от 23 до 67см. Реакция почвенного покрова слабощелочная ($pH = 7,7 - 8,1$), сумма обменных катионов 37,9мг-экв на 100г. почвы. Питательными веществами обеспечены высоко, используются в основном под огороды и сенокосы.

Болотные почвы встречаются в долинах рек, в старицах и других глубоких понижениях (около бывшего п. Рожково и в пойме р. Ембулатовка). Почвы сформировались под осоково-злаковой растительностью на тяжелых суглинках и глинах в условиях избыточного увлажнения. Для данных почв характерно близкое к поверхности залегание оклеенного горизонта. Обеспеченность питательными веществами вследствие хорошей гумусированности (до 6%) хорошая, но водно-физические свойства неблагоприятные вследствие близкого (0,5 – 1м) залегания грунтовых вод.

В районе намечаемой хозяйственной деятельности преобладают темно-каштановые среднемощные почвы в комплексе с темно-каштановыми слабосмытыми почвами. Мощность плодородного слоя почвы составляет 35 см.

Химические и физико-химические свойства основных типов почв района расположения Чинаревского месторождения приведены в таблице 2.6.1.

Таблица 2.6.1 – Химические и физико-химические свойства основных типов почв района расположения месторождения Чинаревское

Наименование	Мощность гумусового горизонта, см	Гумус, %	Сумма солей, %	Сумма обменных катионов, мг-экв на 100 г почвы	Подвижные формы, мг на 100 г почвы			рН водной суспензии
					фосфор	калий	азот	
Темно-каштановые среднемощные почвы	37-49	1,24 - 3,13	0,062	21,6-34,1	1,4	28,8	4,31	7,3
Темно-каштановые карбонатные глубокозасоленные перерывные почвы	42	2,47	-	-	0,9	26,0	7,14	8,4
Темно-каштановые слабосмытые почвы	30,36	2,25	0,042	26,2	1,1	24,9	4,86	7,4
Темно-каштановые среднесмытые слабосолончаковатые почвы	29	2,64	-	21,7-25,0	1,0	16,7	5,88	8,3
Темно-каштановые среднесмытые глубокосолончаковатые почвы	25	1,8	0,158	21,7-25,0	1,0	16,7	5,88	7,9
Лугово-каштановые почвы	49	8,45	0,038	-	3,0	66,3	5,3	-
Луговые почвы	52	6,35	-	37,9	2,6	130,3	7,7	8,1
Болотные почвы	-	6,0	-	-	-	-	-	-

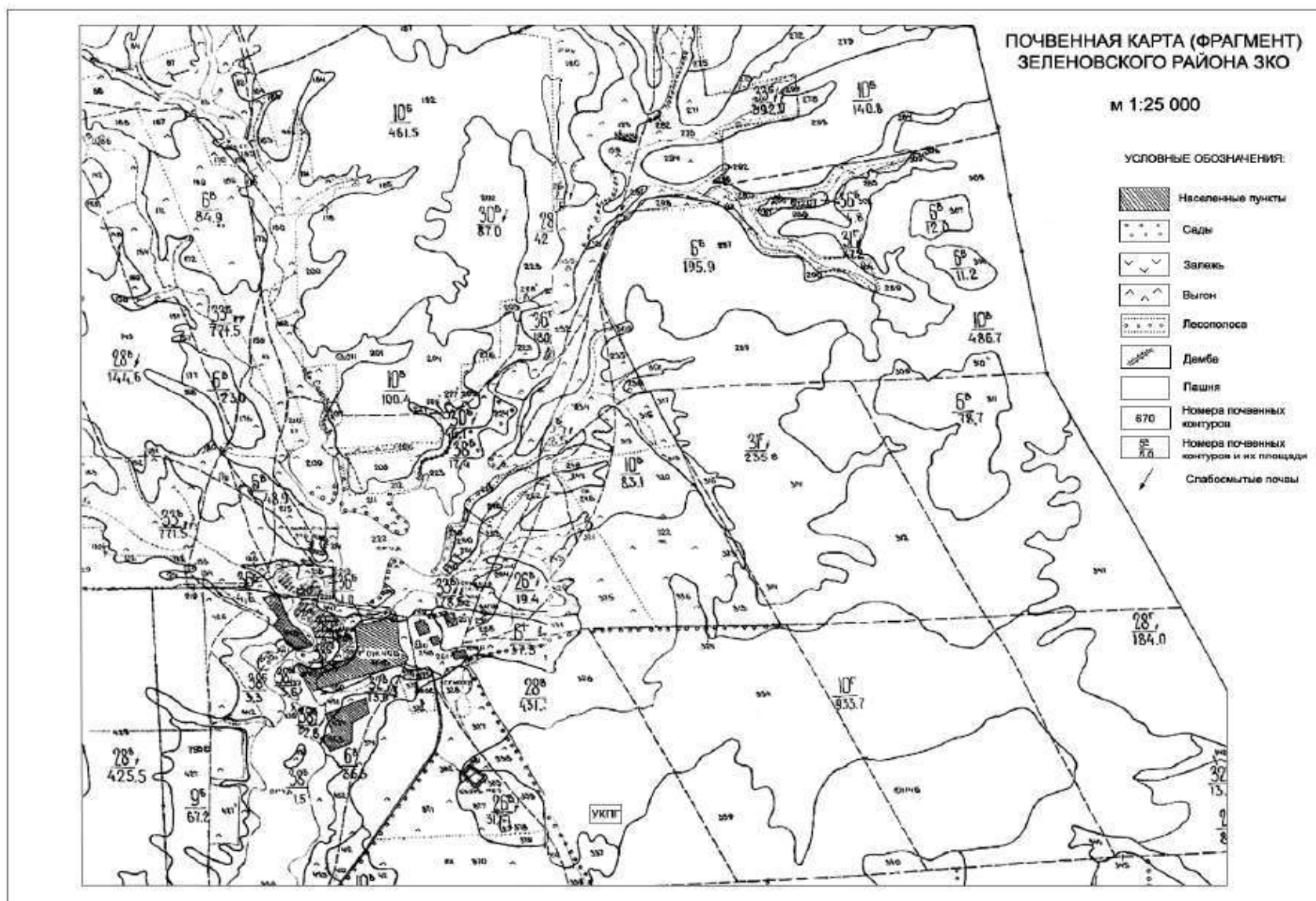


Рисунок 2.6.1 - Схема почвенно-географического районирования Зеленовского района Западно-Казахстанской области

Почвы рассматриваемого района являются наиболее плодородными в области. В районе почти все площади с темно-каштановыми почвами распаханы. Целинные участки встречаются лишь на узких прибалочных и приовражных массивах, неудобных для обработки. В связи с резкой континентальностью климата, неустойчивым увлажнением, а также антропогенным влиянием на природную среду объектов Чинаревского месторождения, сельскохозяйственного производства, территория намечаемой деятельности подвержена воздействию водной и ветровой эрозии и процессу дегумификации.

Антропогенные причины дегумификации почв месторождения связаны с деградацией земель связи с техногенным воздействием объектов нефтедобычи, строительством линейных сооружений, организацией карьеров, проездами транспорта вне дорог.

Общими факторами риска деградации земель являются:

- нарушение экологических и агротехнических правил при использовании земель;
- загрязнение нефтью почв, поверхностных и подземных вод;
- засоление почв при разливах пластовых вод;
- отчуждение земель при строительстве, разработке карьеров.

Под технологической деградацией земель понимается ухудшение свойств почв в результате избыточных техногенных нагрузок при всех видах землепользования, разрушающих почвенных покровов, ухудшающих агрономические характеристики почв, приводящих к потере природно-хозяйственной значимости земель.

Мониторинг пашни, проводимый Государственным НПЦ земледелия в зоне темно-каштановых почв свидетельствует, что за последние 10 лет в почвах произошло резкое снижение гумуса - от 40,3 до 59,4%. Критический уровень дегумификации отмечается на темно-каштановых малоразвитых почвах, характерных для района намечаемой деятельности, где потеря гумуса составляет от 64,1 до 71,1%.

Нарушение почвенного покрова на рассматриваемой территории в основном связано с эксплуатацией Чинаревского месторождения, и отмечено в местах расположения производственных объектов, скважин и дорог.

2.7 Характеристика растительного мира района расположения месторождения Чинаревское

На Чинаревском нефтегазоконденсатном месторождении, состояние флоры и фауны обусловлены природно-климатическими факторами района Бэйтерек, среди которых первостепенное значение имеют количество осадков по сезонам, факторы солнечной радиации, температура воздуха.



Флора подзоны засушливых степей в данном районе богата видами растений, используемых в различных отраслях промышленности и сельского хозяйства. Флористический состав исследуемой территории представлен семью наиболее распространенными семействами, характеризующими региональную растительность подзоны засушливых разнотравно-дерновиннозлаковых степей: маревые – *Chenopodiaceae* – 83 вида; сложноцветные *Asteraceae* – 165 видов; крестоцветные – *Cruciferae* – 74 вида; злаки – *Gramineae* – 96 видов; бобовые – *Leguminosae-Fabaceae* – 91 вид; гвоздичные – *Caryophyllaceae* – 62 вида; губоцветные – *Labiatae* Juss. – 55 видов.

Коренным типом данной подзоны степей являются разнотравно-ковыльные с доминированием ковыля-волосатика (*Stipa capillata*) и типчака (*Festuca valesiaca*). В составе разнотравья преобладают засухоустойчивые степные виды – подмаренник русский (*Galium ruthenicum*), наголоватка многоцветковая (*Jurinea multiflora*). Проектное покрытие поверхности растительностью составляет 70-80%, урожайность – 6-9 ц/га сухой поедаемой массы. Основные площади степей распаханы (более 70%).

На высоких участках речных пойм распространены житняковые и полынно-житняковые луга. Доминирующим видом является житняк гребенчатый. Часто встречаются полынь малоцветковая и степное разнотравье. Проектное покрытие поверхности составляет 80 % и более. Урожайность в зависимости от продолжительности затопления колеблется в пределах от 8 до 20 ц/га.

На средней высоты гривах располагаются пырейные и костровые луга с примесью солодки. В результате хозяйственной деятельности растительность засорена щавелем, осотом, бодягом и другими непоедаемыми видами растений. Эти луга дают урожайность от 14 до 30 ц/га сухой поедаемой массы.

Самые низкие участки поймы заняты заболоченными лугами из осоки, ситняка и ситняга. Урожайность этих лугов доходит до 20-30 ц/га. При перевыпасе появляются заросли чилижной полыни.

По сырьевым запасам на первом месте стоит группа кормовых растений, в которую входят, прежде всего, доминанты растительного покрова степей – злаки (ковыль волосатик, ковыль Лессинга, типчак, келерия гребенчатая, тимофеевка степная), многие представители разнотравья (чина гороховидная, чина луговая, мышиный горошек, люцерна румынская, солонечник узколистный и др.)

Среди пищевых растений преобладают плодовые: земляника (*Fragaria viridis*), костяника (*Rubus saxatilis*), малина (*Rubus idaeus*), ежевика (*Rubus caesius*), боярышники (*Crataegus*

sanguinea), облепиха (*Hippophae rhamnoides*).

В довольно многочисленной группе декоративных видов встречаются травянистые растения – тюльпаны (*Tulipa schrenkii*, *T. patens*, *T. biebersteiniana*), прострелы (*Pulsatilla patens*, *P. flavescens*), пионы (*Paeonia anomala*, *P. hybrida*) и другие.

Здесь также произрастают эфиромасличные – зизифоры, тимьяны, душицы, дубильные (ревень низкий, конский щавель), и медоносные (тимьян, душица, осоты, васильки) растения.

Флора исследуемого региона включает несколько видов лекарственных растений, признанных официальной медициной – ландыш майский, шпажник черепитчатый, боярышник сомнительный, кувшинка белая, адонис весенний. Видов, используемых в народной медицине, гораздо больше.

Так как основные площади земельных угодий распаханы, основные места нахождения редких растений приурочены к поймам рек, оврагам и другим неудобным для пашни землям. На территории Чинаревского месторождения произрастает 15 видов растений, занесенных в Красную книгу Казахстана. Данные виды приведены в таблице 2.7.1.

Таблица 2.7.1 - Виды растений, занесенные в Красную книгу РК

Русское название	Латинское название
Адонис весенний	<i>Adonis vernalis</i>
Боярышник сомнительный	<i>Crataegus ambigua</i>
Василек Талиева	<i>Centaurea taliewii</i>
Водяной орех, чилим	<i>Trapa natans</i>
Дуб обыкновенный	<i>Quercus robur</i>
Живокость клиновидная	<i>Delphinium cuneatum</i>
Ковыль уклоняющийся	<i>Stipa anomala</i>
Кувшинка белая	<i>Nymphaea alba</i>
Ландыш майский	<i>Convallaria majalis</i>
Люцерна Комарова	<i>Medicago komarovi</i>
Ольха черная	<i>Alnus glutinosa</i>
Смолевка меловая	<i>Silene cretacea</i>
Тонконог жестколистный	<i>Koeleria sclerophylla</i>
Тюльпан Шренка	<i>Tulipa schrenka</i>
Шпажник черепитчатый	<i>Gladiolus imbricatus</i>

Существующее антропогенное нарушение и деградация почвенно-растительного покрова района Бәйтерек, как и территории ряда других районов в северной части области, в значительной степени обусловлены тотальной распашкой земель в период поднятия целины. Интенсивная эксплуатация степных экосистем привела к полному уничтожению степных экосистем на значительных пространствах, оставшиеся же разрозненные участки степной растительности не достаточны для восстановления факторов саморегуляции и восстановления. Следствием нарушения естественного состояния степных сообществ при распашке и интенсивном выпасе являются уничтожение или потеря устойчивости доминантных видов растений.

Для относительно полного восстановления экосистем луговых степей с естественным биоразнообразием требуется от 40 до 110-150 лет.

В последние годы определенный вклад в нарушение степной экосистемы вносит эксплуатация Чинаревского месторождения. Механическое нарушение почв приводит к трудно восстанавливаемым, часто необратимым изменениям, уничтожению коренной растительности на значительных площадях, нарушению морфологических и биохимических свойств почв, уплотнению поверхностных слоев, стимулированию развития водной и ветровой эрозии.

В северной части района Бәйтерек главным лесобразующими породами являются тополь белый, осокорь, ясень, ива, вяз, клен ясенелистный, береза. Среди лесных пород встречаются ольшаники, калина, вишня степная. Кустарниковые породы в основном представлены ивой кустарниковой, крушиной, жимолостью татарской, терном, шиповником, лохом, боярышником, калиной.

2.8 Характеристика фауны региона

Фауна исследуемого района типично степная, характеризующаяся определенным своеобразием. Вместе с тем, наличие государственного природного Кирсановского экологического заказника, обширных пойменных лесов реки Урал, озер и малых рек обеспечивают наличие на территории рассматриваемого района значительного количества дендрофильных, водоплавающих и околоводных животных.

В районе особенно актуальна проблема сохранения редких и находящихся под угрозой исчезновения животных.

Обитающих в данном районе из 314 видов позвоночных животных, среди которых: 5 видов земноводных, 7 видов пресмыкающихся, 30 видов рыб, 31 – млекопитающих, 260 видов птиц.

Земноводные и пресмыкающиеся

В области обитает около десяти видов амфибий. Наиболее многочисленными являются зеленая жаба и озерная лягушка. На побережье некоторых водоемов в массовом количестве обитает остромордая лягушка. Местами в верховьях Ембулатовки обитает краснобрюхая жерлянка. По среднему течению Урала в небольшом количестве встречается травяная лягушка и обыкновенная жаба, а также обыкновенный тритон.

Рептилии представлены более чем 20 видами. Повсеместно распространены – прыткая ящерица, степная гадюка, обыкновенный уж и узорчатый полоз, местами живородящая ящерица. Реже встречается водяной уж. Локальное распространение наблюдается у ящурок (разноцветной и быстрой), круглоголовок (ушастой, вертихвостки и такырной), степной

черепахи. Охраняемыми видами пресмыкающихся занесенные в Красную книгу РК являются желтобрюхий полоз (*Coliber caspius*) и четырехполосный полоз (*Elaphe dione*).

Четырехполосый полоз - *Elaphe quatuorlineata*. В Казахстане редкий вид, найденный в единичных экземплярах. Встречается на песчаной почве с редкой растительностью. Убежищами служат норы грызунов и трещины в почве. Приносит пользу, уничтожая вредных грызунов, для человека безвреден. Однако при недостаточном уровне знаний о змеях, четырехполосого полоза, отличающегося крупными размерами, зачастую принимают за ядовитую змею и уничтожают.

Млекопитающие.

В степной зоне наиболее широко распространены грызуны – малый суслик, обыкновенная полевка и слепушонка. Часто встречаются полевая мышь, хомяк и хомячки серый и Эверсмана. Значительное число грызунов сосредоточено в интразональных ландшафтах и населенных пунктах. В пойменных лесах, зарослях кустарников, лесополосах обитают рыжая полевка, лесная мышь и мышь-малютка. В притоках Урала встречаются бобры, водяная крыса и ондатра.

Наиболее характерными представителями зайцеобразных являются заяц-русак и заяц-толай. Из хищников повсеместно распространены лисица, горноста́й, волк. Часто встречаются барсук, корсак, степной хорь, иногда ласка. Вблизи водоемов водятся водяная нощница и бурый ушан.

Насекомоядные представлены малой белозубкой, обыкновенным и ушастым ежами, местами встречаются обыкновенная, малая и арктическая бурозубки. В пойме Урала и его притоков водится выхухоль. В долинах рек обитают кабан, лось и косуля. Редкие и исчезающие млекопитающие, занесенные в Красную книгу Казахстана, представлены в таблице 2.8.1.

Таблица 2.8.1 - Редкие и исчезающие млекопитающие, занесенные в Красную книгу РК

Русское название	Латинское название
Выхухоль	<i>Desmana moschata</i>
Пегий путорак	<i>Diplomesodon pulchellum</i> ,
Перевязка	<i>Vormela pergusna</i>
Речной бобр	<i>Castor fiber</i>
Гигантский слепыш	<i>Spalax giganteus</i>
Европейская норка	<i>Mustela lutreola</i>
Лесная куница	<i>Martes martes</i>

Птицы.

На исследуемой территории птицы представлены 18 отрядами, из которых наиболее многочисленными являются воробьиные - 119 видов и ржанообразные – 59 видов. Отряды гусеобразных и сокообразных включают по 32 вида каждый, из журавлеобразных известны 13 видов, аистообразные насчитывают 11 видов, совообразные – 10 видов.

Из всего видового состава птиц области 27 видов являются залетными, 41 бывает только на пролете, у 26 видов часть особей задерживается и летает не размножаясь, и у 24 видов зимует. 191 вид птиц гнездится, но по окончании периода размножения покидает места гнездования, у 38 видов популяции зимуют, причем у 23 видов регулярно.

В числе птиц 10 видов лесостепного генезиса: орлан-белохвост (*Haliaeetus albicilla*), кобчик (*Falco vespertinus*), серая куропатка (*Perdix perdix*), обыкновенная горлица (*Streptopelia turtur*), чернолобый сорокопуд (*Lanius minor*), иволга (*Oriolus oriolus*), сорока (*Pica pica*), грач (*Corvus frugilegus*), серая ворона (*Corvus cornix*).

Видовой состав в степных ландшафтах беднее и представлен в основном жаворонками (полевой, степной, белокрылый, черный, хохлатый и двухпятнистый), каменками (обыкновенная, плясунья, плешанка) и полевым коньком. В понижениях с зарослями степных кустарников встречается желчная овсянка и серый сорокопуд. Открытые ландшафты предпочитают хищники – степной и луговой луны, канюк, степная пустельга, местами степной орел и куриные – серая куропатка и перепел.

Ржанкообразные или кулики связаны в основном с водоемами. На лугах и по берегам водоемов гнездятся наиболее широко распространенные чибис и травник, реже встречаются большой веретенник, ходулочник и поручейник, изредка турухтан, в заболоченных местах обитает бекас.

Промысловая группа птиц представлена гусеобразными. Самыми типичными являются: серая утка, кряква, чирок-трескунок, шилохвост, красноголовый нырок и в последние годы наблюдается увеличение численности огаря. Также повсеместно, но при низкой численности, гнездятся широконоска, хохлатая чернеть, пеганка, красноносый нырок и редкая савка.

К редким и исчезающим видам птиц, занесенных в Красную Книгу относятся такие птицы как розовый пеликан, одна из самых крупных птиц, кудрявый пеликан, колпица, каравайка, малая белая цапля, фламинго, лебедь кликун, скопа, змееяд, степной орел, могильник, беркут – в Казахстане издавна используется как ловчая птица для охоты, орлан – белохвост, балобан – сокол средних размеров с повсеместно сокращающейся численностью, журавль – красавка – численность этой птицы восстанавливается, серый журавль – вид с резко сокращающейся численностью, дрофа – редкий вид, находящийся под угрозой исчезновения, Джек или дрофа красотка – редкая птица, кречетка – птица средних размеров, саджа – редкая птица отряда голубеобразных, черноголовый хохотун, чернобрюхий рябок – птица немного крупнее домашнего голубя, филин – самая крупная птица отряда совообразных.

Редкие и исчезающие виды птиц

Розовый пеликан. Одна из самых крупных птиц нашей фауны отряда веслоногих. В данном районе встречаются только на пролете в апреле и августе-сентябре. Ближайшие места гнездования – водоемы Тургайской впадины.

Кудрявый пеликан. Крупная птица отряда веслоногих, масса до 13 кг. Встречается только на пролете в апреле и августе-сентябре. Ближайшие места гнездования, как и предыдущего вида – озера Тургайской впадины.

Колпица. В исследуемом районе встречаются только на пролете в апреле и сентябре-октябре. На озерах Тургайской впадины гнездится около 150 пар (Красная книга Казахстана, 1996 г).

Лебедь–кликун. Редкий вид, с сокращающейся численностью. В регионе встречаются только на пролете в марте-апреле и октябре-ноябре. Помимо этого вида здесь возможны встречи малого лебедя в апреле и сентябре.

Скопа. Повсеместно редкая птица, встречается только на пролете в апреле и сентябре.

Змеяяд. В регионе встречается с апреля по сентябрь. В небольшом числе гнездится в прилегающих районах.

Степной орел. Один из самых многочисленных орлов нашей фауны. В регионе встречается с апреля по октябрь. Плотность гнездования до 0,8 особей на 10 км маршрута.

Могильник. Повсеместно редок, в регионе встречается с апреля по октябрь, в небольшом числе гнездится в примыкающих ландшафтах.

Беркут. Одна из самых крупных птиц нашей фауны, масса до 6,5 кг, размах крыльев до 2 м. В регионе встречается только на пролете в марте и октябре-ноябре. Издавна используется как ловчая птица, в Казахстане возрождается традиционная охота с этой птицей.

Орлан-белохвост. Крупная птица отряда соколообразных, масса до 7 кг. Встречается на пролете и кочевках в апреле и сентябре-октябре.

Балобан. Средних размеров сокол, в регионе встречается с апреля по октябрь, в небольшом числе гнездится в примыкающих районах. В последнее десятилетие пользуется ажиотажным спросом в странах Ближнего Востока.

Журавль-красавка. Один из самых мелких журавлей нашей фауны, встречается с апреля по сентябрь. В небольшом числе гнездится.

Серый журавль. Вид с резко сокращающейся численностью. В регионе встречается только на пролете в апреле и августе-сентябре.



Дрофа. Редкий вид, находящийся под угрозой исчезновения. В регионе встречается на пролете в апреле и сентябре.

Стрепет. Самый мелкий вид семейства дрофиных. В регионе встречается на пролете в апреле и сентябре.

Джек или дрофа-красотка. Редкая птица в регионе, встречается с апреля по сентябрь, в небольшом числе гнездится в пустынях, примыкающих к проектной трассе трубопровода.

Кречетка. Средних размеров кулик отряда ржанкообразных. В регионе встречается только на пролете в апреле и августе-сентябре.

Чернобрюхий рябок. Птица крупнее домашнего голубя отряда голубеобразных. Численность повсеместно сокращается, в регионе встречается с апреля по октябрь, в небольшом числе гнездится.

Белобрюхий рябок. Редкий вид с сокращающейся численностью. В регионе встречается только на пролете в апреле и сентябре.

Саджа. Редкая птица отряда голубеобразных. В исследуемом регионе встречается с апреля по октябрь, гнездится в пустынях, примыкающих к месторождению.

Филин. Самая крупная птица отряда совообразных. Ведет оседлый и кочующий образ жизни, в небольшом числе гнездится в регионе. Перья этой птицы используются для украшения женской национальной одежды.

3 СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ В РАЙОНЕ ПРОВЕДЕНИЯ РАБОТ

3.1 Характеристика современного состояния атмосферного воздуха на территории месторождения Чинаревское

Для характеристики современного состояния атмосферного воздуха на Чинаревском нефтегазоконденсатном месторождении (ЧНГКМ) ТОО «Жаикмунай» были использованы данные инструментальных исследований загрязнения атмосферного воздуха за 4 квартал 2020 года, проведенных специалистами испытательного центра ФРГП на ПХВ «НЦЭ» КККБТУ МЗ РК по ЗКО, привлеченными на договорной основе.

Производственный экологический мониторинг воздушного бассейна на Чинаревском нефтегазоконденсатном месторождении осуществляется согласно «Программе производственного экологического контроля ТОО «Жаикмунай»».

Пробы атмосферного воздуха отбирались на определение максимально-разовых приземных концентраций загрязняющих веществ на следующих объектах:

- граница санитарно-защитной зоны (СЗЗ) ЧНГКМ по 4 румбам, ориентированным по 4 частям света (север, юг, запад и восток);
- поселок Чинарево (12 км на юго-восток от УПН);
- поселок Сулуколь (10 км на юго-запад от УПН);
- граница санитарно-защитной зоны (СЗЗ) Нефтеналивного терминала (север, юг, запад, восток);
- граница санитарно-защитной зоны (СЗЗ) ПСП (север, юг, запад, восток);
- поселок Белес (на северо-запад от Нефтеналивного терминала);
- полигон захоронения пластовых вод и промышленных стоков R-1 (север, юг, запад, восток);
- цех по переработке буровых отходов (ЦПБО) к утилизации (2 точки по направлению ветра).

Для оценки фактического состояния атмосферного воздуха произведен отбор проб ингредиентов:

- диоксид азота (NO_2);
- оксид углерода (CO);
- диоксид серы (SO_2);
- сероводород (H_2S);
- меркаптаны.



Санитарно-химические исследования атмосферного воздуха проводились в соответствии с РД 52.04186-89. Оценка качества атмосферного воздуха проводилась по кратности превышения ПДК, которая устанавливается в соответствии с приказом Министра национальной экономики Республики Казахстан «Об утверждении Гигиенических нормативов к атмосферному воздуху в городских и сельских населенных пунктах» от 28.02.2015 №168.

Результаты мониторинга атмосферного воздуха за 4 квартал 2020 года представлены в таблицах 3.1.1 – 3.1.8.

Таблица 3.1.1 – Результаты исследований атмосферного воздуха в районе п. Чинарево в 4 кв. 2020 г.

Период проведения замеров	Концентрации загрязняющих веществ, мг/м ³			
	CO	SO ₂	H ₂ S	NO ₂
значение за 4 квартал 2020 года	1,6	н/о*	0,001	н/о*
ПДК м.р., мг/м³	5	0,5	0,008	0,2

Примечание: н/о* - не обнаружено

Таблица 3.1.2 – Результаты исследований атмосферного воздуха в районе п. Сулуколь в 4 кв. 2020 г.

Период проведения замеров	Концентрации загрязняющих веществ, мг/м ³			
	CO	SO ₂	H ₂ S	NO ₂
значение за 4 квартал 2020 года	н/о*	н/о*	0,001	н/о*
ПДК м.р., мг/м³	5	0,5	0,008	0,2

Примечание: н/о* - не обнаружено

Таблица 3.1.3 – Результаты исследований атмосферного воздуха на границах СЗЗ ЧНГКМ в 4 кв. 2020 г.

Место проведения замеров	Концентрации загрязняющих веществ, мг/м ³			
	CO	SO ₂	H ₂ S	NO ₂
север	0,97	0,03	н/о*	н/о*
восток	1,0	0,02	н/о*	0,01
юг	1,1	н/о*	0,001	н/о*
запад	н/о*	0,01	н/о*	н/о*
ПДК м.р., мг/м³	5	0,5	0,008	0,2

Примечание: н/о* - не обнаружено

Таблица 3.1.4 – Результаты исследований атмосферного воздуха на границах СЗЗ Нефтеналивного терминала в 4 кв. 2020 г.

Место проведения замеров	Концентрации загрязняющих веществ, мг/м ³				
	CO	SO ₂	H ₂ S	NO ₂	Меркаптаны
север	1,3	0,01	0,001	0,003	н/о*
восток	1,0	0,01	0,001	н/о*	н/о*
юг	1,2	0,02	0,001	0,001	н/о*
запад	0,85	0,01	н/о*	0,001	н/о*
ПДК м.р., мг/м³	5	0,5	0,008	0,2	0,006

Примечание: н/о* - не обнаружено

Таблица 3.1.5 – Результаты исследований атмосферного воздуха на границах СЗЗ ПСП в 4 кв. 2020 г.

Место проведения замеров	Концентрации загрязняющих веществ, мг/м ³			
	CO	SO ₂	H ₂ S	NO ₂
север	1,0	0,03	0,001	0,002
восток	1,1	0,02	н/о*	н/о*
юг	1,4	0,01	0,001	0,001
запад	0,91	0,01	0,001	н/о*
ПДК м.р., мг/м³	5	0,5	0,008	0,2

Примечание: н/о* - не обнаружено



Таблица 3.1.6 - Результаты исследований атмосферного воздуха в поселке Белес в 4 кв. 2020 г.

Период проведения замеров	Концентрации загрязняющих веществ, мг/м ³				
	CO	SO ₂	H ₂ S	NO ₂	меркаптаны
Нефтетерминал Байтерекский район п. Белес	н/о*	н/о*	0,001	н/о*	н/о*
ПДК м.р., мг/м³	5	0,5	0,008	0,2	0,006

Примечание: н/о* - не обнаружено

Таблица 3.1.7 – Результаты исследований атмосферного воздуха в районе Полигона захоронения пластовых вод и промышленных стоков R-1 в 4 кв. 2020 г.

Место проведения замеров	Концентрации загрязняющих веществ, мг/м ³			
	CO	SO ₂	H ₂ S	NO ₂
R-1 север	0,83	н/о*	0,001	н/о*
R-1 восток	0,76	н/о*	0,001	н/о*
R-1 юг	1,2	0,01	н/о*	н/о*
R-1 запад	н/о*	0,01	0,001	н/о*
ПДК м.р., мг/м³	5	0,5	0,008	0,2

Примечание: н/о* - не обнаружено

Таблица 3.1.8 - Результаты исследований атмосферного воздуха в районе ЦПБО к утилизации в 4 кв. 2020 г.

Период проведения замеров	Концентрации загрязняющих веществ, мг/м ³			
	CO	SO ₂	H ₂ S	NO ₂
ЦПБО по направлению ветра	1,1	0,02	0,001	н/о*
ЦПБО по направлению ветра	1,4	н/о*	0,001	н/о*
ПДК м.р., мг/м³	5	0,5	0,008	0,2

Примечание: н/о* - не обнаружено

Таким образом, санитарно-гигиеническая оценка уровня загрязнения воздуха в 4 квартале 2020 года показала, что в атмосферном воздухе в районе поселков Чинарево, Белес, Сулуколь, а также на границах санитарно-защитной зоны ЧНГКМ, Нефтеналивной терминал, ПСП, Полигона захоронения пластовых вод и промышленных стоков R-1 и ЦПБО к утилизации максимально-разовые концентрации загрязняющих веществ не превышают предельно-допустимых концентраций (ПДКм.р.) ни по одному из определяемых ингредиентов.

3.2 Характеристика современного состояния поверхностных вод

Характеристика современного состояния поверхностных вод в районе расположения месторождения Чинаревское выполнена на основании результатов производственного мониторинга за 4 квартал 2020 года, выполненного специалистами испытательного центра ФРГП на ПХВ «НЦЭ» КККБТУ МЗ РК по ЗКО, привлеченными на договорной основе.

С целью оценки воздействия на водные объекты, расположенные на территории ЧНГКМ, Программой производственного экологического контроля предусмотрен мониторинг состояния реки Ембулатовка.

В отобранных пробах воды определялись: запах, БПК₅, взвешенные вещества, сухой остаток, хлориды, сульфаты, аммиак, нитриты, нитраты, нефтепродукты, медь, свинец, цинк и кадмий.

Сведения о концентрации загрязняющих веществ в водах реки Ембулатовка за 4 квартал 2020 года представлены в таблице 3.2.1.



Таблица 3.2.1 – Содержание химических веществ в водах реки Ембулатовка в 4 квартале 2020 года

Точка отбора проб	Наименование ЗВ	Фактическая концентрация, мг/дм ³		Норма ПДК** (мг/л)
		Северная граница лицензионного блока	Плотина на реке Ембулатовка	
ЧНГКМ район Бэйтерек река Ембулатовка	Запах	1,0	1,0	Не более 2,0
	БПК ₅	0,50	0,25	Не более 6,0
	Взвешенные вещества	3,0	8,0	20
	Сухой остаток	843	829	1000
	Хлориды	175	175	350
	Сульфаты	336	326	500
	Аммиак	0,72	0,66	2
	Нитриты	0,095	0,058	3,3
	Нитраты	4,87	4,8	45
	Нефтепродукты	н/о*	н/о*	0,3
	Медь	0,05	0,04	1
	Свинец	0,002	0,002	0,03
	Кадмий	0,0004	0,0003	0,001
	Цинк	н/о*	н/о*	5

Примечание: н/о* - не обнаружено

ПДК** принято согласно «Санитарно-эпидемиологическим требованиям к водоисточникам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов» №209 от 16.03.2015 г.

Таким образом, из приведенных данных видно, что превышений ПДК загрязняющих веществ в воде р. Ембулатовка, в 4 квартале 2020 года не обнаружено.

3.3 Характеристика современного состояния подземных вод

Мониторинг подземных вод в 2020 году проводился на 10-ти участках и включал в себя следующие объекты:

- Полигон подземного захоронения рапы и промстоков;
- Резервный полигон по закачке пластовых, технических вод и стоков ТОО «Жаикмунай»;
- Участок водозабора из верхнепермского водоносного горизонта для технического водоснабжения объектов ТОО «Жаикмунай» (сокращенно – «Южный»);
- Контрактная территория Чинаревского НГКМ;
- Пруд испаритель ливневых стоков в районе УКПГ;
- Площадка буровых отходов (Цех переработки буровых отходов (ЦПБО));
- Участок Водозабора «Северный»;
- Участок Вахтового комплекса № 3;
- Участок Комплекса очистных сооружений Вахтового комплекса № 3 (КОС В.К. № 3);
- Участок Вахтового комплекса № 2.



Пробы подземной воды из наблюдательных скважин были исследованы на определение следующих показателей:

- ✓ микрокомпонентный состав;
- ✓ определение анионно-катионного состава – Na^+ K^+ , Ca, Mg, NH_3 , $\text{Fe}_{\text{общ}}$, CO_3 , HCO_3 , CL, SO_4 , NO_3 , NO_2 ;
- ✓ минерализации, pH и жесткости;
- ✓ нефтепродуктов, ХПК и показателя органического углерода;
- ✓ взвешенных веществ, цветности, прозрачности, запаха.

Мониторинг подземных вод проводится в соответствии с Программой мониторинга подземных вод на Чинаревском НГКМ и Дополнением к ней.

Полигон подземного захоронения рапы и промстоков

Контрактный участок Полигон захоронения пластовых вод и промышленных стоков ЧНГКМ расположен внутри Контрактной территории ТОО «Жаикмунай» на ведение нефтяных операций.

В течение 2020 года мониторинг подземных вод проводился по 7 наблюдательным скважинам: NB-1, NJ-1, NS-1, NS-2, NS-3, R-2, R-3.

Результаты исследований представлены в таблице 3.3.1.

Как показали результаты проведенных исследований, нитраты присутствуют в воде в концентрациях, не превышающих фоновые показатели. Наличие нитритов (NO_2), также основного показателя органического загрязнения, не обнаружено или обнаруживалось в незначительных количествах. Концентрации сульфат-иона (SO_4) (показателя наличия сероводорода и загрязнения сточными водами) в скважинах NJ-1, NS-1, NS-2, NS-3 находятся в пределах фоновых показателей, увеличения концентраций не наблюдается. Нефтепродукты не прослеживаются или встречаются в незначительных количествах. В скважине NB-1, пробуренной на буферный нижнетриасовый горизонт, состав вод существенного изменения не претерпел. По остальным компонентам, в том числе солевой состав, кислотность, минерализация, резких колебаний не наблюдается.



Таблица 3.3.1 – Средние концентрации содержания компонентов в воде по гидронаблюдательным скважинам на полигоне подземного захоронения рапы и промстоков за 2020 год

Наименование загрязняющего вещества	Средняя концентрация за 2020 год, мг/дм ³													
	Скважина NJ-1	Фон	Скважина NS-1	Фон	Скважина NS-2	Фон	Скважина NS-3	Фон	Скважина NB-1	Фон	Скважина R-2	Фон	Скважина R-3	Фон
Натрий+Калий	377	417	153,83	127,5	160,08	177	179,33	179	17835,0	11440	53609,25	54999	48940,08	48027
Кальций	26	26	171,67	58	94,50	108	66,0	72	1013,0	1033	5744,93	6412	5143,60	4910
Магний	10,16	10	51,87	45	45,30	68,5	34,38	48	512,40	452,6	2188,80	3100	2188,80	1946
Аммоний	3,97	1	5,72	0,3	2,90	0,3	8,28	0	10,15	0	-	-	-	-
Железо общее	0,23	1	10,0	0,2	0,15	0,7	0,14	0	0,30	0,25	9,87	1,8	9,96	1
Карбонаты	42,40	1	6,80	0	3,60	4	0	0	0	0	0	0	0	0
Гидрокарбонаты	349,72	317	730,97	363	329,71	350,5	335,87	366	42,70	52,5	16,67	21,4	19,52	32
Хлориды	232,08	312	136,76	127,5	227,78	283,5	207,80	193	21525,0	15810,9	103986,67	104252	92760,83	86877
Сульфаты	217,58	300	111,25	127	186,71	240,5	109,43	187	3456,0	729,6	2239,38	1557	2550,89	2519
Нитраты	0,95	2	1,32	6,6	1,28	5,7	1,43	2	3,10	68,61	-	-	-	-
Нитриты	0,0	0	0,01	0,10	0,06	0	0,03	0	0,04	0	-	-	-	-
Минерализация	1256,00	1225	729,0	800	1047,75	1200	933,0	1000	44384,0	53600	169265,67	170350	152349,33	144316
pH	8,65	7,6	8,02	7,7	8,32	7,8	8,03	8,4	7,53	7,2	6,31	5,6	6,39	6,5
Жесткость	2,20	3	6,18	6,7	8,44	11	6,13	7,6	92,65	120	466,67	575	436,67	405
Нефтепродукты	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,1	0	0,3	1,37	-	1,05	-
Показатель органического углерода	4,53	2,5	4,73	1,8	5,70	3,3	3,93	2,2	42,40	25,6	-	-	-	-
ХПК	44,24	68,5	19,93	67,1	50,12	73,4	54,73	62,5	13,68	1040	-	-	-	-
Взвешенные вещества	15,00	-	43,33	-	20,0	-	13,0	-	5,0	-	-	-	-	-
Запах (баллы)	0,0	2	0,0	2	0,0	2	0,0	2	0,0	2	-	-	-	-
Прозрачность (см)	30,67	20	31,67	20	40,0	20	35,0	20	40,0	20	-	-	-	-
Цветность (градус)	9,60	10	24,41	10	3,70	10	6,04	10	3,47	10	-	-	-	-
Плотность											1,12	1,112	1,10	1,099
Сероводород											0	0	0	0



Показатели классификации подземных вод по химическому составу в скважинах наблюдательной сети полигона закачки рапы и промстоков ЧНГКМ приведены в таблице 3.3.2.

Таблица 3.3.2 – Показатели классификации подземных вод по химическому составу в скважинах наблюдательной сети полигона захоронения рапы и промстоков

№ скв	Назначение скважины	Наблюдаемый горизонт	Минерализация, г/дм ³	Группа вод	Тип вод
NB-1	Наблюдательная	Нижнетриасовый горизонт (Т ₁)	53,6	рассолы	Хлоридный натриево-кальциевый
NJ-1	Наблюдательная	Юрский горизонт (J)	1,3	солончатые	Гидрокарбонатно-сульфатно-хлоридный натриевый
NS-1	наблюдательная	Верхнеплиоценовый акчагыльский горизонт (N _{2ak})	0,8	пресные	Хлоридно-гидрокарбонатный магниевый-кальциевый-натриевый
NS-2	наблюдательная	Верхнеплиоценовый акчагыльский горизонт (N _{2a})	1,2	солончатые	Сульфатно-гидрокарбонатно-хлоридный магниевый-кальциевый-натриевый
NS-3	наблюдательная	Верхнеплиоценовый акчагыльский горизонт (N _{2ak})	0,9-1	пресные	Сульфатно-хлоридно-гидрокарбонатный магниевый-натриевый
R-2	наблюдательная	Верхнепермский татарский горизонт P _{2t}	139000 - 151000	рассолы	Хлоридный кальциевый по Сулину
R-3	наблюдательная	Верхнепермский татарский горизонт P _{2t}	135000 - 146000	рассолы	Хлоридный кальциевый по Сулину

Резервный полигон по закачке пластовых, технических вод и стоков ТОО «Жаикмунай»

Резервный полигон по закачке пластовых, технических вод и стоков ТОО «Жаикмунай» находится в ожидании эксплуатации на стадии строительства инфраструктуры.

В 2020 году наблюдения по участку «Резервный полигон» велись по 3 скважинам: 2703, 2586, 4N.

Результаты химических анализов подземных по контролируемым компонентам приводятся в таблице 3.3.3.

Таблица 3.3.3 – Средние концентрации содержания компонентов в воде по гидронаблюдательным скважинам на резервном полигоне по закачке пластовых, технических вод и стоков за 2020 г.

Наименование загрязняющего вещества	Средняя концентрация за 2020 год, мг/дм ³					
	Скважина 2586	Фон	Скважина 2703	Фон	Скважина 4N	Фон
Натрий+Калий	311,2	275	326,0	325	484,7	491
Кальций	187,0	92	157,7	108	243,0	246
Магний	58,1	92	59,0	90,5	123,0	106,8
Аммоний	3,5	0,4	4,9	0,3	5,4	7
Железо общее	0,2	0,4	0,2	0,8	0,2	0,1
Карбонаты	2,4	0	0	1	0,0	6
Гидрокарбонаты	572,1	366	406,7	408	222,4	270,8
Хлориды	356,4	342	468,3	418	176,4	145,6
Сульфаты	346,2	407	378,2	410	1630,1	1741,4
Нитраты	1,6	0	1,5	8,4	2,7	9,73



Наименование загрязняющего вещества	Средняя концентрация за 2020 год, мг/дм ³					
	Скважина 2586	Фон	Скважина 2703	Фон	Скважина 4N	Фон
Нитриты	0	1	0,0	0,1	0,07	0
Минерализация	1831	1600	1796	1700	2880	3000
pH	7,6	7,3	7,8	7,7	8,0	8,5
Жесткость общая	14,13	11,6	12,73	13	22,25	21
Нефтепродукты	0	0,1	0	0,1	0	0
Показатель органического углерода	4,1	0,3	6,9	4,4	4,7	0,8
ХПК	58,41	72,6	26,71	280	285,64	18
Взвешенные вещества	35	-	21		33	
Запах (баллы)	0	2	0	2	0	2
Прозрачность (см)	30	20	35	20	30	20
Цветность (градус)	46	10	14	10	27	10

Полученные результаты химических анализов показали, что нитраты присутствуют в воде в концентрациях, не превышающих фоновые показатели. Наличие нитритов (NO₂), также основного показателя органического загрязнения, не обнаружено или обнаруживалось в незначительных количествах. Концентрации сульфат-иона (SO₄) (показателя наличия сероводорода и загрязнения сточными водами) находятся в пределах фоновых показателей, увеличения концентраций не наблюдается. Нефтепродукты не прослеживаются, либо прослеживаются в очень низких концентрациях, что, скорее всего, связано с техническими условиями откачек. Наблюдается повышение концентраций аммония, но оно неравномерно и не подвержено определенной закономерности. Связано это, в основном, с наличием застойных явлений в скважинах, с длительным периодом засушливых (2007-2014 гг.) и маловодных (2015-2017 гг.) лет, с возрастанием скорости коррозии труб в теплый период года. Скважины нуждаются в чистке методом компрессирования.

По остальным компонентам, в том числе солевой состав, кислотность, минерализация резких колебаний не наблюдается.

Показатели классификации подземных вод по химическому составу в скважинах наблюдательной сети резервного полигона по закачке пластовых, технических вод и стоков ТОО «Жаикмунай» приведены в таблице 3.3.4.

Таблица 3.3.4 - Показатели классификации подземных вод по химическому составу в скважинах наблюдательной сети резервного полигона по закачке пластовых, технических вод и стоков ТОО «Жаикмунай»

№ скв	Наблюдаемый горизонт	Минерализация, г/дм ³	Группа вод	Тип вод
2586	Верхнеплиоценовый сыртовый горизонт (N _{2sr})	1,5	солончатые	Гидрокарбонатно-сульфатно-хлоридный магниевый-натриевый
2703	Верхнеплиоценовый акчагыльский горизонт (N _{2ak})	1,6	солончатые	Гидрокарбонатно-сульфатно-хлоридный магниевый-натриевый
4 N	Нижне-среднечетвертичный делювиальный горизонт dQ _{I-II}	3,0	солончатые	Сульфатный натриевый



Участок водозабора из верхнепермского водоносного горизонта для технического водоснабжения объектов ТОО «Жаикмунай» (сокращенно – «Южный»)

Территория водозабора, эксплуатируемого для целей ППД, в основном, совпадает с полигоном захоронения рапы и промстоков.

Эксплуатация водозабора и мониторинг наблюдений начаты в 2009 году.

Наблюдения за уровнем, давлением, температурой и химическим составом производится в скважинах водозабора №№ R-4-R-9 (эксплуатационные); R-2-R-3 (резервные эксплуатационные) и по наблюдательным скважинам R-1 и NS1, 11346, NS2, NS3, NJ1, NB1 и 2702 - один профиль с северо-востока на юго-запад, №№8N, 11N, 11346, 26109, 2702, 2982 – другой профиль на юг от водозабора.

Результаты первичных анализов воды из наблюдательных и водозаборных скважин принимаются как за условно фоновые показатели.

Результаты мониторинговых исследований, проведенных в 2020 году, представлены в таблицах 3.3.5 – 3.3.7.

Как показали результаты проведенных химических анализов, аммоний и нитраты присутствуют в воде в концентрациях, местами незначительно превышающих фоновые показатели. Повышение концентраций аммония неравномерно и не подвержено определенной закономерности. Связано это, в основном, с наличием застойных явлений в скважинах, с длительным периодом засушливых (2007-2014 гг.) и маловодных (2015-2017 гг.) лет, с возрастанием скорости коррозии труб в теплый период года. Скважины нуждаются в чистке методом компрессирования. Наличие нитритов (NO_2), также основного показателя органического загрязнения, незначительно. Концентрации сульфат-иона (SO_4) (показателя наличия сероводорода и загрязнения сточными водами) находятся в пределах фоновых показателей, увеличения концентраций не наблюдается. Нефтепродукты обнаруживаются в незначительных количествах и, в основном, не превышают фоновых значений.

По остальным компонентам, в том числе солевой состав, кислотность, минерализация резких колебаний не наблюдается.



Таблица 3.3.5 - Средние концентрации загрязняющих веществ из наблюдательных и водозаборных скважин в 2020 году

№ Сква.	Натрий +Калий	Кальций	Магний	Аммоний	Железо	Карбонаты	Гидрокарбонаты	Хлориды	Сульфаты	Нитраты	Нитриты	Минерализация	рН	Жесткость	Нефтепродукты	Показатель органического углерода	ХПК	Взвешенные вещества	Запах	Прозрачность	Цветность	Плотность	Сероводород
Фон	417	26	10	1	1	1	317	312	300	2	0	1225	7,6	3	0,1	2,5	68,5	-	2	20	10	-	-
NJ-1	377	26	10,16	3,97	0,23	42,40	349,72	232,08	217,58	0,95	0	1256	8,65	2,20	0	4,53	44,24	15,0	0	30,67	9,60	-	-
Фон	127,5	58	45	0,3	0,2	0	363	127,5	127	6,6	0,10	800	7,7	6,7	0,1	1,8	67,1	-	2	20	10	-	-
NS-1	153,83	171,67	51,87	5,72	10	6,80	730,97	136,76	111,25	1,32	0,01	729	8,02	6,18	0	4,73	19,93	43,33	0	31,67	24,41	-	-
Фон	177	108	68,5	0,3	0,7	4	350,5	283,5	240,5	5,7	0	1200	7,8	11	0,1	3,3	73,4	-	2	20	10	-	-
NS-2	160,08	94,50	45,30	2,90	0,15	3,60	329,71	227,78	186,71	1,28	0,06	1047,75	8,32	8,44	0	5,70	50,12	20,0	0	40	3,70	-	-
Фон	179	72	48	0	0	0	366	193	187	2	0	1000	8,4	7,6	0,1	2,2	62,5	-	2	20	10	-	-
NS-3	179,33	66,0	34,38	8,28	0,14	0	335,87	207,8	109,43	1,43	0,03	933	8,03	6,13	0	3,93	54,73	13	0	35	6,04	-	-
Фон	11440	1033	452,6	0	0,25	0	52,5	15810,9	729,6	68,61	0	53600	7,2	120	0,3	25,6	1040	-	2	20	10	-	-
NB-1	17835	1013	512,4	10,15	0,30	0	42,70	21525	3456	3,10	0,04	44384	7,53	92,65	0	42,40	13,68	5	0	40	3,47	-	-
Фон	175,5	59,3	27,2	0,3	0,2	0	367,6	70,4	182,5	2,2	-	900	7,6	5,5	0,1	0,6	71,6	-	2	20	10	-	-
2702	164,13	69,25	25,16	3,91	0,15	5,40	387,61	88,86	204,11	1,05	0	930	7,20	5,53	0	4,10	50,35	32	0	37,50	24,39	-	-
Фон	24	55	28,7	8,4	0,03	12	268,4	17,8	57,6	13,7	0	1156	8,3	8,4	0	0,32	8,16	-	2	20	10	-	-
11346	225,25	130	65,9	17,15	0,18	0	339,75	357,86	274,55	2,35	0,02	1393	8,05	6,70	0	5,50	21,80	287	0	22,50	9,26	-	-
Фон	94	185	40	0,4	0,1	0	219	78	403	17,3	0,10	1000	8,2	12,8	0,1	0,7	75,3	-	2	20	10	-	-
8N	104,88	125,25	33,56	5,70	0,14	0,90	312,30	55,07	389,28	12,20	0,23	996	7,83	9,03	0	7,55	19,94	36	0	31,25	20,61	-	-
Фон	109	95	24	0,6	0,1	0	244	59	240	7,5	0	700	8,3	6	0,2	10,6	87	-	2	20	10	-	-
11N	224,77	122,67	53,08	3,08	0,26	0	259,85	322,63	319,28	1,55	0,25	1343,33	7,96	10,50	0	5,67	12,65	20,67	0	39,33	8,71	-	-
Фон	59	55	23,5	0,4	0,2	0	313,5	38	60,5	0	0	1000	7,5	5,1	0,1	2	76,5	-	2	20	10	-	-
26109	58,50	107,33	25,42	5,60	0,22	0	404,21	55,06	108,80	1	0	770	7,41	4,02	0	6,87	93,75	65	0	31,67	30,12	-	-
Фон	65,5	82,3	25,3	17,9	0,1	0	351,3	114,3	46,5	1,5	0	700	7,9	5	0,1	5,4	107,7	-	2	20	10	-	-
2982	59,83	61,67	18,90	8,63	0,22	11,60	303,37	27,83	63,35	1,17	0,03	546,33	8,36	4,63	0	7,13	26,69	19,33	0	40	5,83	-	-
Фон	54999	6412	3100	-	1,8	0	21,4	104252	1557	-	-	170350	5,6	575	-	-	-	-	-	-	-	1,112	-
R-2	53609,25	5744,93	2188,80	-	9,87	0	16,67	103986,67	2239,38	-	-	169265,67	6,31	466,67	1,37	-	-	228,50	-	-	-	1,12	0
Фон	48027	4910	1946	-	1	0	32	86877	2519	-	-	144316	6,5	405	-	-	-	-	-	-	-	1,099	-
R-3	48940,08	5143,60	2188,80	-	9,96	0	19,52	92760,83	2550,89	-	-	152349,33	6,39	436,67	1,05	-	-	654,50	-	-	-	1,10	0
Фон	45385	5010	2006	-	0	0	50	82707	2694	-	-	137859	6,7	415	-	-	-	-	-	-	-	1,094	-
R-4	47538,25	5410,80	1945,60	-	10,08	0	28,06	90397,50	2677,63	-	-	148008,40	6,10	430	0,24	-	-	10	-	-	-	1,10	0
Фон	39918	4609	2189	-	0	5	44	75328	1267	-	-	123363	8,1	-	-	-	-	-	-	-	-	1,092	-
R-7	43355,65	5744,80	2107,73	-	3,73	0	47,58	87443,33	2558,98	-	-	143110,67	7,37	460	0,35	-	-	6,50	-	-	-	1,09	0
Фон	55143	6413	2675	-	0	0	39	103189	2036	-	-	169497	6,6	-	-	-	-	-	-	-	-	1,112	-
R-9	56776,25	7114	2371,20	-	2,66	0	18,30	111667,50	1941,35	-	-	184563,50	6,10	545	0,02	-	-	0,50	-	-	-	1,12	0

Таблица 3.3.6 – Результаты анализов микрокомпонентного состава подземных вод за 2020 год

№ скважины	микрокомпоненты, мг/дм ³							
	литий	медь	цинк	стронций	свинец	серебро	кадмий	бор
R-2	-	-	-	117,42	-	-	-	-
R-3	-	-	-	110,17	-	-	-	-
R-7	1,34	0,45	0,35	116,11	2,94	0,28	0,59	3,67
R-9	-	-	-	129,40	-	-	-	-



Таблица 3.3.7 - Показатели классификации подземных вод по химическому составу

№ скв	Назначение скважины	Наблюдаемый горизонт	Минерализация, г/дм ³	Группа вод	Тип вод
NB-1	наблюдательная	Нижнетриасовый горизонт (T ₁)	53,6	рассолы	Хлоридный натриево-кальциевый
NJ-1	наблюдательная	Юрский горизонт (J)	1,3	солончатые	Гидрокарбонатно-сульфатно-хлоридный натриевый
NS-1	наблюдательная	Верхнеплиоценовый акчагыльский горизонт (N _{2ak})	0,8	пресные	Хлоридно-гидрокарбонатный магниевый-кальциевый-натриевый
NS-2	наблюдательная	Верхнеплиоценовый акчагыльский горизонт (N _{2ak})	1,2	солончатые	Сульфатно-гидрокарбонатно-хлоридный магниевый-кальциевый-натриевый
NS-3	наблюдательная	Верхнеплиоценовый акчагыльский горизонт (N _{2a})	1,1	солончатые	Сульфатно-хлоридно-гидрокарбонатный магниевый-натриевый
8N	наблюдательная	Нижне-среднечетвертичный делювиальный горизонт dQ _{I-II}	1,3	солончатые	Гидрокарбонатно-сульфатно-хлоридный натриевый
11346	наблюдательная	Верхнеплиоценовый акчагыльский горизонт (N _{2a})	1,3	солончатые	Гидрокарбонатно-сульфатно-хлоридный натриевый
11N	наблюдательная	Нижне-среднечетвертичный делювиальный горизонт dQ _{I-II}	0,9	пресные	Сульфатно-хлоридно-гидрокарбонатный магниевый-натриевый
26109	наблюдательная	Верхнеплиоценовый акчагыльский горизонт (N _{2a})	1,1	солончатые	Сульфатно-гидрокарбонатный натриевый
2702	наблюдательная	Верхнеплиоценовый акчагыльский горизонт (N _{2a})	1	солончатые	Сульфатно-гидрокарбонатный магниевый-натриевый
2982	наблюдательная	Верхнеплиоценовый акчагыльский горизонт (N _{2a})	0,6	пресные	Сульфатно-гидрокарбонатный натриево – кальциевый-магниевый
R2	Эксплуатационная на воду	Верхнепермский татарский горизонт P _{2t}	139000 - 151000	Рассолы	Хлоридный кальциевый по Сулину
R3	Эксплуатационная на воду	Верхнепермский татарский горизонт P _{2t}	135000 - 146000	Рассолы	Хлоридный кальциевый по Сулину
R-4	Эксплуатационная	Верхнепермский татарский	137859-	Рассолы	Хлоридный



	на воду	горизонт P _{2t}	141365		кальциевый по Сулину
R-5	Эксплуатационная на воду	Верхнепермский татарский горизонт P _{2t}	115500 - 125889	Рассолы	Хлоридный кальциевый по Сулину
R-6	Эксплуатационная на воду	Верхнепермский татарский горизонт P _{2t}	111322	Рассолы	Хлоридный кальциевый по Сулину
R-7	Эксплуатационная на воду	Верхнепермский татарский горизонт P _{2t}	111322	Рассолы	Хлоридный кальциевый по Сулину
R-8	Эксплуатационная на воду	Верхнепермский татарский горизонт P _{2t}	111322	Рассолы	Хлоридный кальциевый по Сулину
R-9	Эксплуатационная на воду	Верхнепермский татарский горизонт P _{2t}	111322	Рассолы	Хлоридный кальциевый по Сулину

Контрактная территория Чинаревского НГКМ

С 2020 года, наблюдательная сеть состоит из 16-ти скважин: №№2308, 1308, 1332, 5, 2595, 2653, 2705а, 2708, 2704, 5N, 7N, 2709, 10106, 1N, 2N, 9N.

В декабре 2019 года, скважина №2595а ликвидирована и выведена из мониторинга.

Наблюдательные скважины: 2705а, 2704 – на верхнеплиоценовый подсыртовый горизонт (N_{2sr1}); 2308, 1308, 1332, 5, 2595, 2653, 2708, 2709, 10106, - на верхнеплиоценовый акчагыльский горизонт (N_{2a}); 5N, 7N, 1N, 2N, 9N - на ниже-среднечетвертичный делювиальный горизонт (dQI-II).

За условно фоновые показатели принимаются первичные анализы воды.

Результаты лабораторных исследований представлены в таблице 3.3.8.

Как показали результаты проведенных химических анализов изменение концентрации сульфат-иона (SO₄) варьирует под влиянием климатических факторов. Периодическое увеличение концентраций макроэлементов незначительно по сравнению с фоновыми показателями.

Нитраты присутствуют в воде в незначительных количествах, изредка превышающих фоновые значения. Нитриты (NO₂) присутствуют в воде в незначительной концентрации.

В некоторых скважинах наблюдается повышение концентрации аммония, но оно неравномерно и не подвержено определенной закономерности. Связано это, в основном, с наличием застойных явлений в скважинах, с длительным периодом засушливых (с 2007 по 2014 гг.) и маловодных (с 2015 г. по 2017 г.) лет, с возрастанием скорости коррозии труб в теплый период года. Скважины нуждаются в чистке.

Нефтепродукты обнаруживаются в незначительных количествах и, в основном, не превышают фоновых значений.



Таблица 3.3.8 - Результаты химических анализов подземных вод из скважин наблюдательной сети на контрактной территории Чинаревского НГКМ за 2020 год

№ скв.	Средняя концентрация за 2020 год, мг/дм³																				
	Натрий +Калий	Кальц ий	Магний	Аммоний	Железо	Карбо наты	Гидрока рбонат ы	Хлорид ы	Сульфа ты	Нитрат ы	Нитриты	Минерализ ация	рН	Жестко сть общая	Нефтепро дукты	Показатель органическо го углерода	ХПК	Взвеш енные в-ва	Запах (баллы)	Прозрачно сть (см)	Цветнос ть (градус)
Фон	168	106	100	0	0	0	323	360	257	0	0	1300	7,8	12,2	0,1	1,8	76,10	-	2	20	10
2308	254,8	175	74,43	1,1	0,1	0	341	440,5	344,4	1,3	0	1597	7,9	14,87	0	7,1	48,82	10	0	40	9,5
Фон	79	62	523	0	0	0	329	32	102	1	0,02	900	7,8	8	0,1	2,5	67,40	-	2	20	10
2595	48,0	114,7	21,2	4,3	0,1	0	472,7	24,9	46,7	1,0	0	727	7,7	7,48	0	5,1	125,09	31	1	37	10,3
Фон	128	78	30	0	0	0	470	46	142	0	0	500	7,1	2,4	0,1	2,3	74,50	-	2	20	10
2653	100,1	78,5	19,8	2,1	0,2	2,4	362,7	49,3	122,2	0,9	0	735	7,9	5,56	0	4,7	22,22	17	1	38	10,0
Фон	199	150	43	0,5	0,1	0	360	346	245	6	0	1343	7,1	11	0,1	10,2	45,60	-	2	20	10
1332	213,5	158	73,8	1,3	0,3	0	424,6	403,2	265	0,8	0	1538	7,6	13,95	0	7,2	29,30	48	0	40	5,2
Фон	131	54,7	18,7	8,4	0,1	0	291,3	68	69,3	0	0	600	8,1	4,3	0,1	1,9	110,7	-	2	20	10
2709	51,9	81,5	23,0	11,4	0,2	5,1	363,9	54,2	51,8	1,2	0	631	8,1	5,65	0	3,6	48,62	23	0	39	23,8
Фон	197	126,1	95,2	0,4	0,3	3	344,8	383,1	311	7	0,5	1600	7,3	14,4	0,1	2,5	78,50	-	2	20	10
1308	258,2	142	51,5	2,4	0,1	0	353	349,3	298,9	1,8	0,01	1453	7,9	11,32	0	4,2	35,23	19	0	40	4,9
Фон	1,9	75	38,7	0,3	0,2	4	352,2	115,8	106	4,6	0,1	800	7,9	6,9	0,2	3	75,60	-	2	20	10
2708	133,6	122,5	42,4	6,7	0,2	2,7	330,6	240,2	170,9	1,2	0	1069	8	9,60	0	3,3	8,14	24	0	40	23,9
Фон	75	59	27	0,4	0,2	0	204	57	34	15,5	0,1	500	7,9	5,5	0,1	1,2	53	-	2	20	10
7N	58,3	83,7	24,4	5,4	0,2	0	113,9	131,9	124,2	1,33	0,038	567	7,0	6,20	0,1	10,5	44,92	39	0	30	6,2
Фон	33	74	34	0,3	0,1	0	44	240	17	11,1	0	400	7,6	6,6	0,1	1,2	49	-	2	20	10
5N	38,3	64,33	30,9	9,92	0,15	0	163,06	147,46	28,8	1,7	0,07	473	7,8	5,75	0	6,1	48,09	16	0	40	3,1
Фон	296	83	69,5	0,3	0,2	0	341,5	311,5	400	2,2	0,2	1500	7,8	9,9	0,1	3,7	77,90	-	2	20	10
2704	300	125	45,9	7,7	0,3	0	427	275,3	366,7	1,9	0,07	1540	7,8	10,05	0	5,2	80,51	47	0	25	30,3
Фон	245,5	48	54,5	0,3	0,1	12,5	463,5	166,5	252,5	4,1	0,1	1200	8,2	6,9	0,1	1,8	61,40	-	2	20	10
2705а	278	97,5	38,4	5,0	0,3	7,8	434,3	241,1	267,4	1,7	0,01	1365	8,3	6,61	0	4,1	19,54	12	0	40	10,6
Фон	33	74	34	0,3	0,1	0	258,7	240	379,4	11,1	0	1200	8,1	11	0	8	87	-	2	20	10
5	126	63	29,585	2,05	0,215	9,6	329,4	74,59	203,52	1,325	0,02	836	8	5,58	0	4,4	45,84	9	0	38	2,7
Фон	294	45	43,3	4,3	0,07	18	507,5	62,2	403,2	21,6	0	1300	8,6	5,9	0	3,6	20,4	-	2	20	10
10106	410,5	196	90,3	8,9	0,2	0	381	623,8	583	1,1	0	2291	8	15,90	0	7,3	26,13	45	0	38	20,1
Фон	21	53	32,3	22,4	0,17	18	311,1	14,2	25	6,64	0	500	8,6	5,4	0	0,3	60,50	-	2	20	10
1N	38,8	35,7	25,5	6,9	0,1	5,2	212,3	59,8	30,1	1,7	0,11	406	8,4	3,75	0	5,6	19,09	34	0	40	5,9
Фон	121	24	181,2	14	0,07	12	257,4	29,3	22	11,06	0	428	8,4	-	0	0,5	4,1	-	2	20	10
2N	74	35,33	39,26	3,0	0,2	7,2	265,6	59,8	92,8	1,8	0,108	574	8,3	4,98	0	5,7	25,81	32	0	39	4
Фон	470	187	84,8	17,15	0,07	18	330,6	666	608,6	34,5	0	2300	8,4	16,3	0	4,5	16,3	-	2	20	10
9N	498	210,75	113,51	2,35	0,23	5,25	376,37	618,94	1599,05	2,25	0,57	2672	7,92	19,85	0	11,5	45,75	57	0	29	29,5



Показатели классификации подземных вод по химическому составу в скважинах наблюдательной сети на контрактной территории Чинаревского НГКМ представлены в таблице 3.3.9.

Таблица 3.3.9 - Показатели классификации подземных вод по химическому составу в скважинах наблюдательной сети на контрактной территории Чинаревского НГКМ

№ скв	Наблюдаемый горизонт	Минерализация, г/дм ³	Группа вод	Тип вод
2308	Верхнеплиоценовый акчагыльский горизонт (N2ak)	1,3	солончатые	Гидрокарбонатно-сульфатно-хлоридный кальциево-натриево-магниевый
2595	Верхнеплиоценовый сыртовый горизонт(N2sr)	0,9	пресные	Сульфатно-хлоридный магниевый-натриевый
2595 а	Верхнеплиоценовый акчагыльский горизонт (N2ak)	0,4	пресные	хлоридный магниевый-натриево-кальциевый
2653	Верхнеплиоценовый акчагыльский горизонт (N2ak)	0,7	пресные	Сульфатно-гидрокарбонатный натриевый
1308	Верхнеплиоценовый акчагыльский горизонт (N2ak)	1,5	солончатые	Гидрокарбонатно-сульфатно-хлоридный магниевый-натриевый
2708	Верхнеплиоценовый акчагыльский горизонт (N2ak)	1,02	солончатые	Хлоридно-гидрокарбонатный кальциево-натриевый
2704	Верхнеплиоценовый сыртовый горизонт(N2sr)	1,5	солончатые	Сульфатно-хлоридный магниевый-натриевый
2705а	Верхнеплиоценовый сыртовый горизонт(N2sr)	1,4	солончатые	Хлоридно-сульфатно-гидрокарбонатный магниевый-натриевый
5	Верхнеплиоценовый акчагыльский горизонт (N2ak)	1,7	солончатые	Гидрокарбонатно-сульфатно-хлоридный магниевый-натриевый
7N	Нижне-среднечетвертичный делювиальный горизонт dQI-II	0,7	пресные	Гидрокарбонатный кальциевый
5N	Нижне-среднечетвертичный делювиальный горизонт dQI-II	0,7	пресные	хлоридный магниевый-натриево-кальциевый
1332	Верхнеплиоценовый акчагыльский горизонт (N2ak)	1,6	солончатые	Сульфатно-хлоридный магниевый-кальциево-натриевый
2709	Верхнеплиоценовый акчагыльский горизонт (N2ak)	0,5	пресные	Гидрокарбонатный кальциевый
10106	Верхнеплиоценовый акчагыльский горизонт (N2ak)	1,3	солончатые	Сульфатно-хлоридный смешанный
1 N	Нижне-среднечетвертичный делювиальный горизонт dQI-II	0,4	пресные	Гидрокарбонатный смешанный
2 N	Нижне-среднечетвертичный делювиальный горизонт dQI-II	5,1	солончатые	Гидрокарбонатный кальциево-магниевый
9 N	Нижне-среднечетвертичный делювиальный горизонт dQI-II	2,3	солончатые	Хлоридно-сульфатный натриевый

Пруд испаритель ливневых стоков в районе УКПГ

В течение 2020 года наблюдения проводились по 2 скважинам № 1093 и № 1094. Наблюдательный – верхнеплиоценовый подсыртовый горизонт (N₂³sr₁).

За условно фоновое состояние подземных вод принимаются показатели, полученные в 1 квартале 2011 года.

Результаты лабораторных исследований представлены в таблице 3.3.10.



Таблица 3.3.10 - Результаты химических анализов подземных вод из наблюдательных скважин пруда испарителя ливневых стоков

Наименование загрязняющего вещества	Средняя концентрация за 2020 год, мг/дм ³			
	Скважина 1093	Фон	Скважина 1094	Фон
Натрий+Калий	183,8	166	48	71,5
Кальций	71,8	78	51	54,75
Магний	23	47	21,6	22
Аммоний	9,5	12,32	7,7	12,4
Железо	0,2	0,09	0,2	0,08
Карбонаты	7,2	2	6,4	1,25
Гидрокарбонаты	197,3	277,7	313,1	248,7
Хлориды	230	185	41,5	68,4
Сульфаты	207,4	182	41,6	62,25
Нитраты	6,9	27,4	2,1	14,7
Нитриты	0,3	0	0	0
Минерализация	921	800	523	500
pH	7,66	8,2	8	8,2
Жесткость	5,48	5,8	4	4,9
Нефтепродукты	0	0	0	0,01
Показатель органического углерода	4,60	10,47	5,3	4,06
ХПК	15,19	10,11	8	39,29
Взвешенные вещества	32,50	-	9	-
Запах (баллы)	0	2	0	2
Прозрачность (см)	26,25	20	36,67	20
Цветность (градус)	19,76	10	5,94	10

Как показали результаты химического анализа, периодически наблюдается превышение фоновых показателей, которое обуславливается, природно-климатическими факторами и носит переменный характер.

Аммоний и нитраты присутствуют в воде в концентрациях, не превышающих фоновые. Наличие нитритов (NO₂), также основного показателя органического загрязнения, незначительно. Нефтепродукты не прослеживаются.

Показатели классификации подземных вод по химическому составу в скважинах пруда испарителя ливневых стоков представлены в таблице 3.3.11.

Таблица 3.3.11 - Показатели классификации подземных вод по химическому составу в скважинах пруда испарителя ливневых стоков

№ скв	Назначение скважины	Наблюдаемый горизонт	Минерализация, г/дм ³	Группа вод	Тип вод
1093	Наблюдательная	N ₂ ³ Sr ₁	0,9	Пресные	Смешанный
1094	Наблюдательная	N ₂ ³ Sr ₁	0,5	Пресные	Магниево-натриевый смешанный

Изменения в колебаниях уровней подземных вод, относятся к природно-климатическим факторам. По температурному режиму подземные воды относятся к холодным. Температурный режим находится в стабильном состоянии.



Площадка буровых отходов

В 2020 году наблюдения проводились по 8 скважинам, в том числе: №№ 1В, 2В, 3В, 4В, 5В, 6В, 7В, 8В.

Наблюдательный – ниже-среднечетвертичный делювиальный горизонт dQ_{1-п}. За условно фоновое состояние подземных вод принимаются показатели, полученные в 1 квартале 2011 года.

Результаты лабораторных исследований представлены в таблице 3.3.12.

Изменения химического состава не имеют определенной направленности и происходят хаотично. Связано это, скорее всего, с малой водообильностью горизонта и, из-за этого, в свою очередь, с недостаточной прокаченностью скважин. Необходимо, прокачивать скважины компрессором (эрлифтом), который способствует очистке скважин. Учитывая незначительную глубину скважин, можно с уверенностью сказать, что неустойчивые компоненты не успеют прореагировать за время пути от фильтра к устью скважины.

Как показывают результаты химического анализа, аммоний и нитраты присутствуют в воде в концентрациях не превышающих фоновые. Нефтепродукты прослеживаются в незначительных количествах, не превышающих фоновые.

Таблица 3.3.12 - Результаты химических анализов подземных вод из скважин наблюдательной сети на площадке буровых отходов

Наименование загрязняющего вещества	Средняя концентрация за 2020 год, мг/дм ³															
	скв. 1В	Фон	скв. 2В	Фон	скв. 3В	Фон	скв. 4В	Фон	скв. 5В	Фон	скв. 6В	Фон	скв. 7В	Фон	скв. 8В	Фон
Натрий+Калий	345,3	601	1027,8	771	241,5	226	17	32	82	203	169,1	182	156,5	178	55,5	63
Кальций	27,7	156	500,7	361	56,7	33	89,4	82	94	98	29,5	62	31,8	30	154,3	148
Магний	25,6	91	221,3	176	24,6	13	32	24	50,2	34	18,9	21	10,1	8	101,3	93
Аммоний	3,9	11	4,3	21	3	18	3,2	15	4,6	11,8	4,3	12	4,7	17	4,4	8
Железо	0,19	0	0,2	0,2	0,2	0	0,2	0	0,2	0	0,2	0	0,2	0	0,3	0
Карбонаты	50,8	9	6,0	0	11,6	5	9,6	2	2	9	11,7	5	14,1	9	0	5
Гидрокарбонаты	760,5	442	305,8	204	619,5	600	291	255	590,1	424	418,1	419	485	468	673,8	716
Хлориды	35,5	123	236,2	171	20,1	23	24	47	49,7	56	44	165	17,5	11	27,8	22
Сульфаты	160,6	302	3172,6	2839	179,2	62	83	58	69,3	129	86,4	209	32,3	97	337,3	303
Нитраты	1,6	12	16,3	27	10,2	7	30,1	82	4,3	29	10,3	14	2,9	5	2,3	7
Нитриты	0,1	0	0,07	0	0,04	0	0,08	1	0,03	0	0,14	0	0,09	0	0,08	0
Минерализация	1406	2800	5470	2700	1153	700	546	500	937	800	778	1000	755	800	1350	1300
рН	8,75	8,2	8,27	8,1	8,28	8,2	8,34	8,2	8,08	8,1	8,55	8,1	8,53	8,2	7,95	7,8
Жесткость общая	3,50	10,83	44,83	11,65	4,85	2,77	6,60	6,37	8,85	8,73	3,04	4,48	2,43	2,13	16,03	14,22
Нефтепродукты	0	0,04	0	0	0	0,02	0	0,02	0	0,03	0	0,06	0	0,03	0	0,05
Показатель органического углерода	3,67	5,03	8	0,67	2,80	3,52	8,50	1,47	3,13	3,76	5,65	3,24	4,80	1,97	5,73	7,8
ХПК	23,33	62,57	14,42	39,83	28,21	39,27	41,19	39,5	7,81	26,05	5,96	40,93	9,68	28,63	24,61	33,44
Взвешенные вещества	6	-	8	-	37	-	23	-	18	-	8	-	8	-	25	-
Запах (баллы)	0	2	0	2	0	2	0	2	0	2	4,56	2	0	2	0	2
Прозрачность (см)	40	20	33,33	20	36,67	20	28,25	20	24,33	20	38,75	20	32,5	20	27,67	20
Цветность (градус)	3,85	10	11,05	10	5,18	10	13,45	10	25,26	10	5,72	10	22,76	10	17	10

Показатели классификации подземных вод по химическому составу в скважинах наблюдательной сети площадки буровых отходов представлены в таблице 3.3.13.

Таблица 3.3.13 - Показатели классификации подземных вод по химическому составу в скважинах наблюдательной сети площадки буровых отходов

№ скв	Назначение скважины	Наблюдаемый горизонт	Минерализация, г/дм ³	Группа вод	Тип вод
1В	Наблюдательная	Нижне - среднечетвертичный делювиальный dQ _{I-II}	3,9	Умеренно-солончатые	Смешанный магниевый натриевый
2В	Наблюдательная	Нижне - среднечетвертичный делювиальный dQ _{I-II}	4,5	Умеренно-солончатые	Сульфатный кальциево-натриевый
3В	Наблюдательная	Нижне - среднечетвертичный делювиальный dQ _{I-II}	0,8	Пресные	Гидрокарбонатно-натриевый
4В	Наблюдательная	Нижне - среднечетвертичный делювиальный dQ _{I-II}	0,4	Весьма-пресные	Хлоридный гидрокарбонатно-кальциево-магниевый
5В	Наблюдательная	Нижне - среднечетвертичный делювиальный dQ _{I-II}	0,8	пресные	Хлоридный гидрокарбонатно-кальциево-натриевый
6В	Наблюдательная	Нижне - среднечетвертичный делювиальный dQ _{I-II}	1,1	Весьма слабосолончатые	Сульфатно гидрокарбонатно-магниевый-натриевый
7В	Наблюдательная	Нижне - среднечетвертичный делювиальный dQ _{I-II}	0,9	Пресные	Гидрокарбонатно-натриевый
8В	Наблюдательная	Нижне - среднечетвертичный делювиальный dQ _{I-II}	1,6	Слабосолончатые	Сульфатно-гидрокарбонат. магниевый

Участок водозабора «Северный»

В 2020 году мониторинг химического состава подземных вод участка водозабора «Северный» проводился по 2 скважинам: №№ 2828, 10110 – верхнеплиоценовый акчагыльский горизонт (N₂^{3a}).

За условно фоновое состояние подземных вод принимаются первичные показатели, по скважине 2828 химические анализы за 2010 год, по скважине 10110 за 2014 год.

Результаты лабораторных исследований представлены в таблице 3.3.14.

Таблица 3.3.14 - Результаты химических анализов подземных вод из наблюдательных скважин участка водозабора «Северный» за 2018 год

Наименование загрязняющего вещества	Средняя концентрация за 2020 год, мг/дм ³			
	Скважина 2828	Фон	Скважина 10110	Фон
Натрий+Калий	246,5	274	124	176
Кальций	203	205	133	105
Магний	103,1	98	49	50,6
Аммоний	4,3	1,5	3,9	9,8

Наименование загрязняющего вещества	Средняя концентрация за 2020 год, мг/дм ³			
	Скважина 2828	Фон	Скважина 10110	Фон
Железо	0,2	0,7	0,1	0,04
Карбонаты	1,2	0	0	12
Гидрокарбонаты	321,5	354	387,7	311
Хлориды	630,9	667	185,6	275
Сульфаты	349,9	442	215,5	182,4
Нитраты	1,8	1,3	1,1	9,73
Нитриты	0,3	0	0	0
Минерализация	1856	1500	1094,5	1164,5
pH	8,2	7,9	7,8	8,6
Жесткость общая	18,6	14,3	10,6	9,4
Нефтепродукты	0	0,2	0	0
Показатель органического углерода	4,7	2	4,9	14,1
ХПК	39,3	104,7	42,7	98,8
Взвешенные вещества	27	-	19	-
Запах (баллы)	0	2	0	2
Прозрачность (см)	38	20	40	20
Цветность (градус)	13	10	15	10

Небольшие изменения химического состава обусловлены природно-климатическими факторами. Как показывают результаты химического анализа, аммоний присутствует в воде скв. 2828 в концентрации, превышающей фоновые показатели в 3 раза. Скважина нуждается в чистке компрессором. Нефтепродукты встречаются в незначительных количествах. Наличие нитритов и нитратов, также основных показателей органического загрязнения, незначительно.

Показатели классификации подземных вод по химическому составу в скважинах наблюдательной сети на участке водозабора «Северный» представлены в таблице 3.3.15.

Таблица 3.3.15 - Показатели классификации подземных вод по химическому составу в скважинах наблюдательной сети на участке водозабора «Северный»

№ скв	Наблюдаемый горизонт	Минерализация, г/дм ³	Группа вод	Тип вод
2828	Верхнеплиоценовый акчагыльский горизонт (N2ak)	2,0	Солоноватые	Гидрокарбонатный сульфато-хлоридный, кальциево-магниевый-натриевый
10110	Верхнеплиоценовый сыртовый горизонт (N2sr)	1,1	Весьма-слабосоленые	Сульфатно-хлоридный, гидрокарбонатный, натриево-магниевый-кальциевый
NR-1	Нижнетриасовый-верхнепермский горизонт–(T1+P2t).	80,9	Рассол	Рассол Хлорокальциевого с нейтральной реакцией среды
NR-2	Нижнетриасовый-верхнепермский горизонт–(T1+P2t).	66,8	Рассол	Рассол Хлорокальциевого с нейтральной реакцией среды
NR-3	Нижнетриасовый-верхнепермский горизонт–(T1+P2t).	62,5	Рассол	Рассол Хлорокальциевого с нейтральной реакцией среды

Участок Вахтового комплекса № 3

В 2020 году наблюдения проводились по одной эксплуатационной скважине №1304, или резервной 1959, заменившей ликвидированную скважину 12282, работающей на период отбора пробы. Наблюдательный – верхнеплиоценовый акчагыльский горизонт (N_{2a}).

За условно фоновое состояние подземных вод принимаются показатели, полученные в 2014 году, и соответствующие ПДК, разрешенному Главным санитарным врачом области.

Результаты лабораторных исследований представлены в таблице 3.3.16.

Таблица 3.3.16 - Результаты химических анализов подземных вод из наблюдательной скважины участка Вахтового комплекса №3 за 2020 год

Наименование загрязняющего вещества	Средняя концентрация за 2020 год, мг/дм ³	
	Скважина 1304 (1959)	Фон
Натрий+Калий	191,5	117
Кальций	101	126,5
Магний	45,8	55,5
Аммоний	1,3	6,3
Железо	0,2	0,175
Карбонаты	0	0
Гидрокарбонаты	361,5	381,25
Хлориды	223,2	227,35
Сульфаты	215,7	209,25
Нитраты	1,3	7,745
Нитриты	0,8	0
Минерализация	1137	1115,5
рН	7,8	8,055
Жесткость общая	8,8	10,95
Нефтепродукты	0	0
Показатель органического углерода	4,1	2,30
ХПК	52,5	102,61
Взвешенные вещества	20	-
Запах (баллы)	0	2
Прозрачность (см)	38	20
Цветность (градус)	16	10

Как показывают результаты химического анализа, аммоний и нитраты присутствуют в воде в концентрациях не превышающих ПДК. Наличие нитритов (NO₂), также основного показателя органического загрязнения, незначительно. Повышения минерализации не произошло. Нефтепродукты не прослеживаются. Незначительные изменения химического состава обусловлены природно-климатическим влиянием.

Показатели классификации подземных вод по химическому составу в наблюдательной скважине на участке Вахтового комплекса №3 представлены в таблице 3.3.17.

Таблица 3.3.17 - Показатели классификации подземных вод по химическому составу в наблюдательной скважине на участке Вахтового комплекса №3

№ скв	Наблюдаемый горизонт	Минерализация, г/дм ³	Группа вод	Тип вод
1304 (1959)	Верхнеплиоценовый акчагыльский горизонт (N _{2³a})	1,1	весьма слабо соленоватые	Хлоридно-гидрокарбонатный магниево-кальциево-натриевый

Участок Комплекса очистных сооружений Вахтового комплекса № 3 (КОС В.К. №3)

Наблюдения в течение 2020 года проводились по 3-м скважинам: 1К, 2К, 3К.

Наблюдательный – ниже-среднечетвертичный делювиальный горизонт dQ_{I-II}.

За условно фоновое состояние подземных вод принимаются показатели, полученные в 2014 году.

По анионно-катионному составу наблюдается некоторое повышение значений отдельных компонентов в течение года, относительно фоновых значений. Наблюдается небольшое увеличение минерализации подземных вод по сравнению с фоновой. Возможно, это обусловлено, малой глубиной скважин и незначительной водообильностью пласта. Аммоний в 2 раза превышает фоновые значения по скв. 3К, так же повысилась жесткость. Нитраты значительно превышают фоновые по скв. 2К. Нитриты присутствуют в воде в концентрациях, в основном, не превышающих фоновые. Нефтепродукты не прослеживаются.

Результаты лабораторных исследований представлены в таблице 3.3.18.

Таблица 3.3.18 - Результаты химических анализов подземных вод из наблюдательных скважин участка КОС В.К. №3 за 2020 год

Наименование загрязняющего вещества	Средняя концентрация за 2020 год, мг/дм ³					
	Скважина 1К	Фон	Скважина 2К	Фон	Скважина 3К	Фон
Натрий+Калий	451,3	551	384,4	125,5	305	136,5
Кальций	136	105	49	35	95	70
Магний	64,85	45	42,55	40,2	51,04	64,2
Аммоний	0,5	0	7,4	12,6	7,2	5,6
Железо	0,30	0,04	0,30	0,12	0,28	0,30
Карбонаты	0	0	14,5	0	6,4	0
Гидрокарбонаты	35,8	424,6	363,9	425,8	457,9	305
Хлориды	142,1	159,8	254,4	28,4	261,1	40,8
Сульфаты	1267,2	1071,4	423,8	201,6	349,4	441,6
Нитраты	1,1	8	22,3	15,4	18,9	17,3
Нитриты	0,01	0	3,41	0	0,83	0
Минерализация	2097	1100	1533	800	1526	1000
pH	5,77	7,95	8,51	7,98	8,30	8
Жесткость общая	12,1	10,8	5,95	5,1	7,4	8,85
Нефтепродукты	0	0	0	0	0	0
Показатель органического углерода	26,9	0,4	6,1	7,8	8	10,4
ХПК	64,9	62,3	70,81	59,1	19,31	45,2
Взвешенные вещества	111,3	-	12	-	8	-
Запах (баллы)	0	2	0	2	0	2
Прозрачность (см)	13	20	35	20	34	20
Цветность (градус)	46,29	10	8,29	10	5,31	10

Как показывают результаты химического анализа, по анионно-катионному составу наблюдается некоторое повышение значений отдельных компонентов в течение года, относительно фоновых значений. Наблюдается небольшое увеличение минерализации подземных вод по сравнению с фоновой. Возможно, это обусловлено, малой глубиной

скважин и незначительной водообильностью пласта. Аммоний в 2 раза превышает фоновые значения по скв. 3К, так же повысилась жесткость. Нитраты значительно превышают фоновые по скв. 2К. Нитриты присутствуют в воде в концентрациях, в основном, не превышающих фоновые. Нефтепродукты не прослеживаются.

Показатели классификации подземных вод по химическому составу в скважинах наблюдательной сети на участке Комплекса очистных сооружений Вахтового комплекса №3 представлены в таблице 3.3.19.

Таблица 3.3.19 - Показатели классификации подземных вод по химическому составу в скважинах наблюдательной сети на участке КОС В.К. №3

№ скв	Наблюдаемый горизонт	Минерализация, г/дм ³	Группа вод	Тип вод
1К	нижне - среднечетвертичный делювиальный dQ _{I-II}	0,9	пресные	Хлоридно-гидрокарбонатный магниевый - натриевый кальциевый
2К	нижне - среднечетвертичный делювиальный dQ _{I-II}	0,8	пресные	Гидрокарбонатный сульфатно-хлоридный натриево-кальциево-магниевый
3К	нижне - среднечетвертичный делювиальный dQ _{I-II}	0,9	пресные	Хлоридно-гидрокарбонатный магниевый-кальциево-натриевый

Участок Вахтового комплекса № 2

В наблюдательном фонде одна скважина №1309 (11345). В 2020 году мониторинг на участке не проводился, скважина введена в консервацию.

Наблюдательный – верхнеплиоценовый акчагыльский горизонт (N₂^{3a}).

За условно фоновое состояние подземных вод принимаются первичные показатели, полученные в 2012 году.

Показатели классификации подземных вод по химическому составу в наблюдательной скважине на участке Вахтового комплекса №2 представлены в таблице 3.3.20.

Таблица 3.3.20 - Показатели классификации подземных вод по химическому составу в наблюдательной скважине на участке Вахтового комплекса №2

№ скв	Наблюдаемый горизонт	Минерализация, г/дм ³	Группа вод	Тип вод
1309	Верхнеплиоценовый акчагыльский горизонт (N ₂ ^{3a})	0,9	пресные	Сульфатно-гидрокарбонатный смешанный

Таким образом, исследование уровня загрязнения подземных вод в 2020 году на месторождении Чинаревское показало, что содержание загрязняющих веществ в подземных водах не подвергается резкому колебанию относительно первичных результатов анализа воды из наблюдательных и водозаборных скважин, принятых как условно фоновые показатели. В целом, химический состав соответствует фоновому, с учетом природных сезонных изменений.

3.4 Характеристика радиационной обстановки в районе месторождения Чинаревское



В рамках «Программы повторного обследования радиационной обстановки Чинаревского нефтегазоконденсатного месторождения ТОО «Жайкмунай»» на месторождении Чинаревское в 2020 году специалистами испытательной лаборатории ТОО «Алия и Ко» проводилось повторное радиационное обследование основных объектов производства ЧНГКМ.

В 2020 году были проведены работы по радиационному обследованию объектов нефтепромысла ЧНГКМ, которые включали измерения уровня внешнего облучения (гамма-излучения) на территории месторождения, площадках УПН, УКПГ-1,2,3, в Цехе по подготовке буровых отходов к утилизации (ЦПБО), а также в Вахтовых поселках 1 и 3; измерения ЭРОА радона в производственных и жилых помещениях. Для проведения лабораторных анализов отобраны пробы почв, твердых и жидких отходов (бурового шлама), технических вод, а также пробы пыли (воздушных аэрозолей) в производственных и жилых помещениях.

По результатам проведенных полевых работ и лабораторных анализов отобранных проб были сделаны следующие выводы (согласно «Отчету по повторному обследованию радиационной обстановки Чинаревского нефтегазоконденсатного месторождения ТОО «Жайкмунай»» за 2020 год):

- **Измерение мощности эквивалентной дозы (МЭД) внешнего гамма-излучения**
Фоновые значения МЭД внешнего гамма-излучения по периметру СЗЗ месторождения находились в пределах 0,12-0,14 мкЗв/ч. При дальнейшем исследовании территории месторождения около устьевых площадок 40 рабочих скважин и основных объектов производства результаты исследований аномальных значений не выявили, а фиксированные замеры МЭД показали от 0,09 до 0,19 мкЗв/ч, что не превышает допустимый уровень МЭД гамма-излучения на рабочем месте для всех работников в производственных условиях, составляющий 2,5 мкЗв/ч.

- **Мощность дозы внешнего гамма-излучения на рабочих местах**
Результаты всех замеров МЭД гамма-излучения на рабочих местах при радиационном обследовании территории месторождения и основных объектов производства не превышают допустимый уровень в 5 мЗв/год.

Стоит отметить наличие небольшого уровня радиоактивного излучения в блоках БКНС на насосах и трубопроводах, где зафиксированы максимальные уровни МЭД 1,7 мкЗв/час на расстояниях 0,1 м. Такой уровень излучения не представляет опасности, однако на эти точки в будущем необходимо обращать внимание, т.к.

возможно осаждение радиоактивных солей на внутренней поверхности труб и дальнейшее повышение уровня радиоактивного излучения.

- ***Определение ЭРОА радона и торона в воздухе рабочих помещений***

Измерения проводились внутри помещений на высоте 1 метр по 3 замера в каждой точке с определением среднеарифметического значения. Значения ЭРОА радона и его продуктов распада не превышали уровня 70 Бк/м^3 , что ниже допустимого уровня для всех работников в производственных условиях, равного 310 Бк/м^3 . Значения ЭРОА торона показали 0 Бк/м^3 , что также значительно ниже допустимого уровня, равного 68 Бк/м^3 .

- ***Радиоактивное загрязнение воздуха***

Согласно Приказу Министра здравоохранения РК от 26.06.2019 г. № ҚР ДСМ-97 допустимая удельная активность в производственной пыли урана-238, находящегося в радиоактивном равновесии с членами своего ряда, составляет $40/f \text{ кБк/кг}$, где f – среднегодовая общая запыленность воздуха в зоне дыхания.

По результатам исследований, допустимый уровень удельной активности урана-238 в производственной пыли составляет 80 кБк/кг , тория-232 – 49 кБк/кг . Превышений допустимой удельной активности в производственной пыли урана-238 и тория-232, находящимися в радиоактивном равновесии с членами своего ряда, не обнаружено.

- ***Измерение содержания природных радионуклидов***

Для установления возможного загрязнения природными радионуклидами территории ЧНГКМ были отобраны 57 проб грунта около устьев рабочих скважин и основных объектов производства.

Исходя из результатов измерений установлено, что на предприятии нет радиоактивных производственных отходов, а эффективная удельная активность во всех пробах грунтов и производственных отходов не превышает допустимого уровня, согласно Приказу Министра здравоохранения РК от 26.06.2019 г. № ҚР ДСМ-97.

Значения суммарной удельной альфа-активности проб грунта не превышают уровня $1720 \text{ Бк/дм}^3 \pm 15 \text{ Бк/дм}^3$.

В соответствии с Техническим заданием был произведен отбор 4-х проб воды (карта БСВ, карта ОБР, водозаборная скважина №4, линии пластовой воды). Значения суммарной удельной альфа-активности проб воды находились в пределах $0,057\text{-}0,54 \text{ Бк/дм}^3$.

- ***Пылевое загрязнение воздуха***

Для определения степени облучения работников за счет ингаляционного поступления долгоживущих природных радионуклидов с пылью был проведен отбор проб воздушных аэрозолей на фильтры АФА РСП-20 в 43 точках на территории месторождения и основных объектов производства.

Исходя из результатов значения активности радионуклидов в пыли на фильтрах являются весьма низкими и близки к уровню обнаружения, что обуславливает низкую дозовую нагрузку внутреннего (ингаляционного) облучения 0,001263 мЗв/год.

- ***Годовая эффективная доза производственного облучения работников Чинаревского НГКМ (Епр)***

Годовая эффективная доза производственного облучения работников Чинаревского НГКМ (Епр) составила - 1,76 мЗв/год.

Следовательно, обнаружено превышение дозы производственного облучения работников природными источниками, равной 1 мкЗв/год. Согласно Приказу Министра здравоохранения РК от 26.06.2019 г. № ҚР ДСМ-97 (глава 4), в организациях, в которых эффективные дозы производственного облучения работников составляют от 1 мЗв/год до 2 мЗв/год, радиационный контроль проводится на рабочих местах с наибольшими уровнями облучения.

Согласно Гигиеническим нормативам «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности», утвержденные Постановлением Правительства РК №155 от 27.02.2015 г. (п.24), эффективная доза облучения природными источниками излучения всех работников, включая персонал, не должна превышать 5 мЗв в год в производственных условиях (любые профессии и производства). Исходя из этого, измеренные значения на Чинаревском НГКМ не превышают допустимых норм.

Исходя из вышеизложенного и на основании произведенных расчетов можно сделать следующие выводы:

- радиационное воздействие, оказываемое производственной деятельностью ТОО «Жаикмунай» на объекты окружающей среды территории ЧНГКМ и, потенциально, на жителей близрасположенных населенных пунктов, находится в допустимых пределах;
- в результате производственной деятельности ТОО «Жаикмунай» радиационно опасные производственные отходы не образуются;

- облучение природными источниками излучения персонала, осуществляющего свою деятельность на территории ЧНГКМ, не превышает допустимую норму 5 мЗв в год, установленную ГН «СЭТОРБ» №155 (п.24) и в Приказе Министра здравоохранения РК от 26.06.2019 г. № ҚР ДСМ-97.

Таким образом, согласно проведенному в 2020 году радиационному мониторингу, на территории Чинаревского нефтегазоконденсатного месторождения и близлежащих населенных пунктов резких изменений в радиационной обстановке не обнаружено, территория района работ не представляет радиационной опасности для обслуживающего персонала и относится к нерадиационноопасным объектам, в процессе обследования радиационные аномалии не выявлены.

3.5 Современное состояние почвенного покрова территории месторождения Чинаревское

Для характеристики современного состояния почвенного покрова на территории месторождения Чинаревское использованы данные мониторинговых исследований, проведенных в 4 квартале 2020 года специалистами испытательного центра ФРГП на ПХВ «Национальный центр экспертизы» КЗПП МНЭ РК по ЗКО, привлеченными на договорной основе.

Отбор проб и изучение состояния почв на месторождении проводились согласно ГОСТ 17.4.4.02-84 «Охрана природы. Почвы. Методы отбора и подготовки проб для химического, бактериологического, гельминтологического анализа» в конце лета - начале осени, т.е. в период наибольшего накопления водорастворимых солей и загрязняющих веществ на интервалах глубин 0-5 см, 5-20 см, 0-20 см. Определение загрязняющих веществ осуществлялось с использованием инструментально-лабораторного метода.

В 4 квартале 2020 года отбор почвенных проб проводился в 4 точках на границах СЗЗ (север, юг, восток, запад), в 3 точках на УПН в районе трансформаторной станции, в 4 точках ЧНГКМ Полигона захоронения пластовых вод и промышленных стоков R-1 (север, юг, восток, запад), в 4 точках на границе СЗЗ ПСП (север, юг, запад, восток) и в 4 точках на границе СЗЗ (север, юг, восток, запад) Нефтеналивной Терминал. В отобранных образцах определялись следующие ингредиенты: нефтепродукты, свинец, цинк, кадмий, медь, никель.

Оценка качественного состояния почв проводилась в соответствии с существующими в РК нормативами: «Нормативы предельно допустимых концентраций вредных веществ, вредных микроорганизмов и других биологических веществ, загрязняющих почву», утвержденные совместным приказом Министра охраны окружающей среды РК от 27.01.2004 № 21-п и Министра здравоохранения РК от 30.01.2004 № 99, «Гигиенические нормативы к

безопасности окружающей среды (почве)», утвержденные Приказом Министра национальной экономики РК №452 от 25.06.2015.

Результаты химических анализов почвенных проб, проведенных в 4 квартале 2020 года на месторождении Чинаревское, представлены в таблице 3.5.1.

Таблица 3.5.1 - Результаты химических анализов почвенных проб, проведенных в 4 квартале 2020 года на месторождении Чинаревское

Место отбора проб	Глубина отбора проб, см	Концентрация загрязняющих веществ, мг/кг					
		свинец	цинк	медь	кадмий	нефтепродукты	никель
		ПДК 32 мг/кг	ПДК 23 мг/кг	ПДК 3 мг/кг	ПДК 0,5 мг/кг	-	-
На границе СЗЗ север	0-5	1,6	6,0	5,8	0,6	0,039	20,0
На границе СЗЗ восток		1,0	5,3	6,2	0,1	0,035	20,0
На границе СЗЗ юг		2,4	5,5	5,1	0,2	0,041	20,0
На границе СЗЗ запад		1,5	6,4	5,6	0,5	0,046	20,0
На УПН в районе трансформаторной станции, точка №1		-	-	-	-	-	-
На УПН в районе трансформаторной станции, точка №2		-	-	-	-	-	-
На УПН в районе трансформаторной станции, точка №3		-	-	-	-	-	-
На границе СЗЗ север	5-20	1,1	5,8	5,8	0,1	0,027	20,0
На границе СЗЗ восток		4,1	6,1	5,6	0,4	0,029	20,0
На границе СЗЗ юг		2,0	5,4	4,9	0,2	0,021	20,0
На границе СЗЗ запад		3,3	6,6	6,0	0,6	0,023	20,0
На УПН в районе трансформаторной станции, точка №1		5,5	6,9	7,0	0,2	0,029	20,0
На УПН в районе трансформаторной станции, точка №2		3,3	7,1	6,2	0,6	0,031	20,0
На УПН в районе трансформаторной станции, точка №3		2,3	7,5	6,6	0,2	0,021	20,0
ЧНГКМ Полигон R-1 север		2,8	6,3	5,1	0,1	0,019	20,0
ЧНГКМ Полигон R-1 юг		1,6	6,1	5,9	0,1	0,022	20,0

Место отбора проб	Глубина отбора проб, см	Концентрация загрязняющих веществ, мг/кг					
		свинец	цинк	медь	кадмий	нефтепродукты	никель
		ПДК 32 мг/кг	ПДК 23 мг/кг	ПДК 3 мг/кг	ПДК 0,5 мг/кг	-	-
ЧНГКМ Полигон R-1 запад		2,3	7,3	5,6	0,2	0,026	20,0
ЧНГКМ Полигон R-1 восток		1,5	5,9	6,1	0,5	0,018	20,0
Нефтеналивной Терминал границе СЗЗ север	0-20	1,4	6,9	7,2	0,6	0,031	20,0
Нефтеналивной Терминал границе СЗЗ юг		2,7	6,0	6,7	0,5	0,034	20,0
Нефтеналивной Терминал границе СЗЗ запад		3,1	6,4	7,4	0,5	0,026	20,0
Нефтеналивной Терминал границе СЗЗ восток		2,0	6,1	5,9	0,5	0,028	20,0
На границе СЗЗ ПСП север		3,3	6,1	7,0	0,5	0,037	20,0
На границе СЗЗ ПСП юг		5,3	6,5	6,3	0,6	0,032	20,0
На границе СЗЗ ПСП запад		1,4	6,6	6,5	0,4	0,033	20,0
На границе СЗЗ ПСП восток		2,2	6,0	7,1	0,5	0,029	20,0

Анализ проведенных исследований проб почвенного покрова на месторождении Чинаревское в 4 квартале 2020 года позволяет сделать вывод, что в целом содержание загрязняющих веществ, определяемых в пробах почв, за исключением меди, не превышают нормативных значений и находятся в пределах допустимой нормы. Следует отметить характерную особенность почв рассматриваемого региона в целом, имеющих повышенное содержание меди.

4 СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ СФЕРА И ЭКОНОМИКА РЕГИОНА

4.1 Социально-экономические условия

Социально-экономические характеристики состояния населения, которые должны учитываться в ходе проведения ПредОВОС, классифицируется наукой – экологией человека – следующим образом: демографические характеристики, показатели, характеризующие условия трудовой деятельности и быта, отдыха, питания, водопотребления, воспроизводства и воспитания населения, его образования и поддержания высокого уровня здоровья; характеристики природных и техногенных факторов среды обитания населения.

В связи с этим в данном разделе дается обзор основных социально-экономических условий, демографические и санитарно-гигиенические условия проживания населения в районе планируемых работ на основе отчетных данных Департамента статистики ЗКО.

Проектируемые работы будут проводиться на территории района Бәйтерек Западно-Казахстанской области.

Западно-Казахстанская область занимает территорию площадью 151,3 тыс.кв.км.

В области расположены 2 города, 12 районов, 5 поселков, 477 аульных (сельских) округов. Плотность населения составляет 2 человека на 1 км², против 6 человек в среднем по республике.

Центр области расположен в городе Уральске - один из крупнейших городов республики. Город расположен на реке Урал.

Наличие природных и трудовых ресурсов определяют развитие экономики района. Экономика района имеет сельскохозяйственное и нефтегазодобывающее направление.

Район Бәйтерек (бывший Зеленовский) Западно-Казахстанской области образован в 1939 году, в 1997 году в состав района вошел Приуральный район, территория - 7,4 тыс. кв. км.

Население на 1 января 2017 года составляет 56,4 тыс. человек.

В районе 22 аульных округа, 68 сельских населенных пунктов.

Центр района расположен в п. Переметное, основанном в 1898 году, железнодорожная станция Переметное построена в 1894 году. Расстояние от районного центра до г. Уральска – 38 км.

Основное направление в хозяйствах – полеводство зернового направления. Наряду с полеводством развито животноводство, представленное, в основном, скотоводством мясомолочного направления.

Указом Президента Республики Казахстан № 820 от 3 января 2019 года Зеленовский район был переименован в район Бәйтерек.

4.2 Социально – экономическое положение Западно-Казахстанской области

Промышленность. По итогам 1 полугодия 2021 года промышленной продукции произведено на сумму 1310,7 млрд. тенге, в том числе в горнодобывающей и обрабатывающей отраслях - соответственно, на 1185,6 и 84,3 млрд. тенге. Индекс физического объема промышленного производства составил 93,6%. Снижение объемов производства в горнодобывающей промышленности обусловлено уменьшением объемов добычи углеводородного сырья на базе КПО б.в. в связи с плановой остановкой ГП2 (техобслуживание) с 19 по 21 апреля т.г. и ТОО «Жаикмунай» в связи с преобладанием воды в добывающих скважинах. Основная доля промышленности приходится на горнодобывающую промышленность (90,5%). В разрезе районов основная доля приходится на Бурлинский район – 97,0%, г.Уральск – 0,1% и район Бәйтерек – 2,9%.

В целях обеспечения роста промышленного производства в области реализуется ряд крупных проектов, в том числе направленные на увеличение объемов добычи углеводородного сырья на базе КПО б.в., которые позволяют оптимизировать и повысить эффективность нефтедобычи, при этом сохраняя и улучшая показатели по обеспечению производственной безопасности и максимальное снижение воздействия на окружающую среду.

В текущем году введен проект по снятию производственных ограничений по газу на КПК (СПОГ). Этот проект является одним из крупнейших инвестиционных проектов с бюджетом более 1 млрд. долларов США, который позволит перерабатывать дополнительные объемы сырого газа до 4 млрд. кубометров в год, и однозначно будет способствовать росту объемов промышленного производства и поступлению дополнительных доходов в бюджет Республики Казахстан. В рамках проекта было создано более 1000 новых рабочих мест для жителей ЗКО, включая 420 мест для жителей города Аксай, в момент пика были созданы до 2500 временных рабочих мест. Необходимо отметить, что реализация проекта также будет способствовать росту объемов производства и в других сопутствующих отраслях промышленности, такие как машиностроение, стройиндустрия, отрасль производства готовых металлических изделий, а также увеличению объемов инвестиций.

В отрасли обрабатывающей промышленности по итогам 1 полугодия 2021 года произведено продукции на сумму 84,3 млрд. тенге, что на 13,4% ниже соответствующего периода 2020 года в связи с сокращением объемов производства в отраслях металлургии на

51,8%, производства продуктов питания – на 9,7%, производства продуктов нефтепереработки – на 48%.

Наибольшее снижение наблюдается:

- в Бурлинском районе в связи с сокращением выпуска нефтепродуктов на базе одного из крупных предприятий АО «Конденсат» на 82,8 % в связи с недостаточностью сырья для переработки.
- в г.Уральск в связи с снижением спроса на производство насосно-компрессорных труб на базе ТОО «КазТрубпром» (на 61,7%) по линии нефтяных компаний РФ, это такие предприятия как Газпромнефть, Ростнефть, Лукойл; сокращением объемов выпуска консервы з мяса на базе ТОО «Кублей» (на 30,7%) из-за сокращения спроса на продукцию.

Вместе с тем, наблюдается рост объемов производства в отраслях химической промышленности - в 3,6 раза, одежды – в 1,4 раза, в отрасли производства мебели – на 1,2 %, стройиндустрии – на 1,2 раза, производства готовых металлических изделий, кроме машин и оборудования – на 1,2%,

Основной объем приходится на следующие отрасли: продукты питания – 42,8%, машиностроение – 21,0%, металлургия и производство готовых металлических изделий – 5,0%, нефтепереработка – 6,8%, стройиндустрия – 6,9%.

В целях обеспечения роста производства в 2021 году проведены ряд мероприятий, которые будут способствовать увеличению объемов производства в обрабатывающей промышленности. Заключены договора по ГОЗ с предприятиями ОПК. В настоящее время подписаны 20 договоров на общую сумму 7,2 млрд. тенге.

ТОО «Самрук Казына Контракт» заключено в текущем году 11 договоров с машиностроительными компаниями ЗКО.

Инвестиции. Объем инвестиций в основной капитал по итогам 1 полугодия 2021 года снижен на 31,1% и составил 162,2 млрд тенге (по итогам 1 полугодия 2020 г. – 232,5 млрд тенге). Снижение связано со снижением затрат компании КПО б.в. в рамках реализации проекта установки 4-го компрессора обратной закачки газа, также вводом в марте текущего года проекта по снятию производственных ограничений по газу на КПК (СПОГ).

В 2020 году введено 7 инвестиционных проектов, на общую сумму 18,7 млрд. тенге с созданием 273 постоянных рабочих мест (ТОО «Уральский тепличный комбинат, ТОО «Уральская птицефабрика», ТОО «LLYAgroEnergy», ТОО «Intelligent Protective System», ТОО «Уральский трансформаторный завод», ТОО «Кублей», АО «Транстелеком»).

В целях достижения планового целевого индикатора сформирован перечень 230 реализуемых и планируемых проектов на сумму 2,2 трлн. тенге с созданием порядка 5600 рабочих мест. Из них в 2021 году запланирован ввод 118 проектов, в том числе введены 2 крупных проекта: Снятие производственных ограничений по газу Карачаганакского перерабатывающего комплекса (КПО Б.В.) и строительство мебельной фабрики (ТОО "Квант").

Также в 2021 году планируется ввод следующих крупных проектов:

- ✓ Проект 4-го компрессора обратной закачки газа (КПО Б.В.);
- ✓ Строительство тепличного комплекса по выращиванию томатов и огурцов (ТОО "World Green Company");
- ✓ Строительство молочно-товарной фермы (ТОО "Ringo-Milk");
- ✓ Строительство молочного завода (ТОО "UralskTradeCompany");
- ✓ Строительство кирпичного завода (ТОО "134");
- ✓ Завод по производству солнечных панелей (ТОО "Green Spark Limited");
- ✓ Строительство овощехранилища (ТОО "Baystone").

Кроме того, в случае возобновления строительно-монтажных работ завода по глубокой переработки нефти, общей стоимостью 158 млрд. тенге (ТОО «ABS-munai»), ожидаются крупные инвестиций в основной капитал.

Транспорт. За январь-июнь 2021 года транспортом области перевезено 21,4 млн. тонн грузов, что на 30,4% меньше уровня января-июня 2020 года, грузооборот за этот период составил 3745,8 млн. ткм (по сравнению с январем-июнем 2020 года снизился на 34,6%).

В январе-июне 2021 года транспортом области перевезено 47,8 млн. пассажиров, что на 59,8% меньше объема января-июня 2020 года, пассажирооборот составил 683,1 млн. пкм, снизился по сравнению с январем-июнем 2020 года на 74,4%.

Индекс физического объема по статистике транспорта и складирования 111413,2 млн. тенге или 91,5 %.

Сельское хозяйство. За январь – июль 2021 года объем валового выпуска продукции сельского хозяйства составил 32691,8 млн. тенге, в том числе продукции растениеводства – 54,4 млн. тенге, животноводства – 32627,3 млн. тенге, услуги – 10,1 млн. тенге. Индекс физического объема составил 102,7% к уровню соответствующего периода 2020 года, в том числе продукции растениеводства - 100,0%, животноводства – 102,7%, услуги – 100,0%.

За январь – июль 2021 года в сельское хозяйство привлечено 2021,7 млн. тенге инвестиций, индекс физического объема составил 125,6% к уровню соответствующего периода 2020 года.

В 2021 году в соответствии с меморандумом по диверсификации посевных площадей общая площадь сельскохозяйственных культур должна составить 515 тыс. га. В соответствии с планом общая площадь зерновых культур составит 232,1 тыс. гектаров (в 2020 г. – 234,4 тыс. га), из них 95,2 тыс. га озимых зерновых культур засеяны осенью прошлого года.

Соответственно сев яровых зерновых культур 2021 года планируется провести на площади 136,9 тыс. гектаров. Масличные культуры намечаются на площади 80 тыс. га, в том числе площадь подсолнечника довести до 55,0 тыс. га. По картофелю и овощебахчевым культурам посевные площади намечаются на 9,9 тыс. га, в том числе площадь картофеля предусматривается на 4,4 тыс. га, овощных культур – 3,6 тыс. га, бахчевых культур – 1,9 тыс. га. В этом году посевная площадь кормовых культур составит 193,0 тыс. га, в том числе однолетние травы – 20,5 тыс. га, силосные культуры – 1,0 тыс. га, многолетние травы – 26,0 тыс. га.

По состоянию на 1 июля 2021 года поголовье КРС составило – 771,6 тыс. голов (109,3%), овец – 1368,9 тыс. голов (104,5%), коз – 280,2 тыс. голов (104,7%), лошадей – 242,5 тыс. голов (114,8%), верблюдов – 2,6 тыс. голов (106,7%), птиц – 1575,4 тыс. голов (104,2%) наблюдается снижение поголовья свиней – 17,3 тыс. голов (90,7%).

За январь – июль месяцы 2021 года на убой в живом весе было реализовано мяса скота и птицы 26,7 тыс. тонн или 104,0% к соответствующему периоду 2020 года. Объем производства коровьего молока во всех категориях хозяйств составил 39,6 тыс. тонн (98,4%), произведено куриных яиц 59,4 млн. штук (105,9%).

Товарооборот. По состоянию на январь – декабрь 2020 года розничный товарооборот составил 340,9 млрд. тенге (2019 год - 313,8 млрд. тенге), индекс физического объема (ИФО) – 98,7% (2019 год-101,1%).

Снижение ИФО товарооборота по причине введенных ограничительных мер (сокращение графика работы торговых домов, торговых центров, продовольственных и непродовольственных рынков и полное прекращение работы в выходные дни) в секторе индивидуальных предпринимателей, в том числе на рынках, где объем товарооборота за 2019 год составил 130,9 млрд. тенге, в январе – декабре 2020 года – 128,9 млрд. тенге.

Ограничения, наложенные в период карантина (сокращение графика работы торговых домов, торговых центров, продовольственных и непродовольственных рынков и полное прекращение в выходные дни), негативно повлияли на обеспечение выполнения данного показателя.

На 2021 год рост объема розничного товарооборота запланирован на 1% или 355 млрд.тг. В целях достижения планового показателя планируются следующие мероприятия:

ввод в эксплуатацию 2 торговых объектов, общей площадью более 10 500 кв.м. (ГМ «Алтындар» г. Уральск, ТД ИП «Мурзабеков» г. Аксай), привлечение в область крупных торговых марок. Также влияние окажет постепенное снятие ограничительных мер в объектах торговли и оказания услуг.

Цены. По данным Департамента статистики индекс потребительских цен в январе-декабре 2020 года к декабрю 2019 года составил 112,0% (РК – 110,5%).

По сравнению с началом 2020 года зафиксирован рост цен по 12 позициям: сахар, крупа гречневая, картофель, масло подсолнечное, яйца куриные, морковь (более 15%) и рожки, масло сливочное, говядина, соль, творог, молоко (менее 15%), и снижение цен на: кефир, мясо кур, рис и капусту.

В 2021 планируется в целях сдерживания роста цен проведения ряда мероприятий, в том числе введение социальной карты для уязвимых слоев населения, со скидкой на социально значимые товары, в целях развития конкуренции на рынке продовольственных товаров привлечение в область новых брендов и торговых марок, в том числе и зарубежных.

Индекс потребительских цен прогнозируется на уровне среднереспубликанского значения.

Малое и среднее предпринимательство. На 1 апреля 2021 года в области числится действующие – 42899 единиц субъектов малого и среднего предпринимательства, что на 1,5 % больше по сравнению с соответствующим периодом 2020 года (42254единиц).

За январь – декабрь 2020 года:

- объем выпуска продукции субъектами малого и среднего предпринимательства – 1264,9 млрд. тенге (снижение на 27,1%) (объем выпуска продукции субъектами МСП за аналогичный период прошлого года составил 1617, 5 млрд. тг);

- численность занятых в малом и среднем предпринимательстве составила 107,1тысяч человек (снижение на 11,1%) (численность занятых в МСП за аналогичный период прошлого года составила 119,4 тыс. чел.).

Снижение объема выпуска продукции обусловлено сокращением объемов производства операторов КПО б.в. («Би Джи Карачаганак Лимитед», «Шеврон», «Лукойл»), которые являются субъектами МСБ. Также на снижение объемов производства и численность занятых в предприятиях МСБ повлиял переход 8 компаний (ТОО «Нефтестройсервис ЛТД», ТОО «QHSE-Akbarys», ТОО «Сырласу», ТОО «KazProjectOperating», ТОО «Uniserv-Trans», ТОО «RT Alliance», ТОО «Сервисная компания «БМС», ТОО «Жайык Пресс») из среднего предприятия в категорию крупных.

Рынок труда. В 2021 году в области запланировано создание 13041 рабочих мест, на 1 июля текущего года создано 7852 рабочих места (на 29,8% выше, чем за аналогичный период 2020 года), в том числе 7010 постоянных рабочих мест, из них создано 2857 постоянных рабочих мест (на 327,0% выше, чем за аналогичный период 2020 года). Из общего количества созданных рабочих мест 5632 создано в сельской местности.

Образование. Бюджет образования в 2021 году составил 117, 4 млрд. тенге. На сегодняшний день в области насчитывается 5 трехсменных школ (№20, 18, 30 имени Х.Доспановой города Уральска, Подстепновская казахская СОШ Теректинского района, СОШ №7 г. Аксай Бурлинского района), 7 аварийных школ (№33, 31 г.Уральска, СОШ им. А.Уразбаевой с.Казталовка, СОШ им.Хусайнова с. Жулдыз, Сарыкудукская ОШ с.Сарыкудук, Конысайская ОШ в с.Коныс Казталовского района, СОШ им. М.Утемисова в с.Атамекен Акжайыкского района).

По области ведется строительство 6-ти школ (школа на 300 мест СОШ №33 г.Уральск, Сарыкудукская ОШ на 60 мест, школа им.А.Уразбаевой на 600 мест,СОШ им. Хусайнова на 108 мест в с.Жулдыз Казталовского района, школа на 300 мест СОШ №18 г.Уральск, пристрой к Батуриному СОШ с.Янайкино района Байтерек).

Кроме того, для ликвидации аварийности СОШ №31 г.Уральска начато строительство частным инвестором ТОО «Каз-холл» школы на 400 мест.

Для решения вопроса трехсменности школ п.Зачаганск за счёт средств частного инвестора ТОО «НурКапСтройГаз» ведётся строительство школы №52 на 900 мест.

В 2021 году выделены средства в размере 2022803,0 тыс тенге на проведение капитального ремонта в 11-х объектах образования, из них 3 объекта реализуются в рамках программы «Ауыл – ел бесігі».

Все 372 (100%) государственных общеобразовательных школ области подключены к сети Интернет. Для повышения качества интернета из областного бюджета выделено 56,0 млн. тенге и увеличена скорость интернета в 182-х школах.

В регионе функционируют 33 организации технического и профессионального образования. Проводится работа по передаче в доверительное управление колледжей. Передан в доверительное управление без права последующего выкупа на 10 лет в ТОО «Аспазшы» (ТОО «Балзия») колледж Сервиса и новых технологий.

В области функционируют 50 организаций дополнительного образования с охватом 61213 учащихся (55%). Охват учащихся всеми видами дополнительного образования составляет 90,7%.

В области проживает более 775 (2020 год – 800) тысяч детей-сирот и детей, оставшихся без попечения родителей. Из них 89% (89%) воспитываются в приемных семьях и 11% (12%) - в учреждениях для детей-сирот и детей, оставшихся без попечения родителей.

Здравоохранение. В 2021 году бюджет составил 78,3 млрд. тенге (из них 66,8 млрд. тенге финансирование через ФСМС, 11,5 млрд. тенге финансирование через управление здравоохранения).

В рамках укрепления материально-технической базы организаций здравоохранения запланировано приобретение 69 единиц медицинского оборудования, закуп 21 единицы санитарного автотранспорта для районных подстанций скорой медицинской помощи, капитальный ремонт 1 объекта и изготовление проектно-сметной документации 29 объектов здравоохранения. В рамках государственно-частного партнерства реализуется проект «Предоставление услуг лучевой терапии на базе ГКП на ПХВ «Областной онкологический диспансер».

В системе здравоохранения области (МЗ РК) работают 1709 врачей и 6518 средних медицинских работников. В сравнении с 2020 годом в 2021 году среднемесячная заработная плата врача составила 392966 тенге, (в 2020 году составляла – 287463 тенге), рост на 36,7%, среднего медицинского работника 230033 тенге, рост на 23,2% (в 2020 году 186638 тенге).

В рамках исполнения Дорожной карты по реализации инициативы Фонда Первого Президента Республики Казахстан – Елбасы «Қамқорлық» на 2019-2020 гг. и исполнением мероприятий ГПРЗ на 2020-2025 годы на базе областной детской многопрофильной больницы в декабре 2020 года открыт детский реабилитационный центр на 20 коек. Охват лечением составит до 600 детей в год. За 6 месяцев 2021 года в центре получили лечение 308 детей.

Для своевременного оказания медицинской помощи больным с острым нарушением мозгового кровообращения (ОНМК) запланировано открытие инсультного центра на базе Бурлинской районной больницы (2 полугодие 2021 года).

В мае 2021 года проведена интеграция противотуберкулезной службой с пульмонологическим профилем и проведено переименование организации на ГКП на ПХВ «Областной центр фитизиопульмонологии».

Культура и спорт. В области функционирует 679 учреждений культуры. В 2020 году областной бюджет финансирования сферы культуры составил 9,9 млрд. тенге. В рамках реализации Дорожной карты занятости-2020 реализованы 9 проектов на общую сумму 484 млн. 439 тыс тенге.

В 2021 году по «Дорожной карте занятости-2021» запланировано окончание строительных работ Домов культур сел Тасмола района Шынгырлау и Жаңаөмір Теректинского района. Кроме этого, проводится реконструкция нежилого здания п. Жымпиты по ул. Алаш Орда, 21 на сумму 179 млн. 717 тыс. тг. и запланирована сдача в эксплуатацию Дворца культуры на 900 мест в городе Уральске.

В 2021 году по программе «Ауыл-ел бесігі» из национального фонда выделены средства на сумму 544 млн. 050 тыс. тенге для проведения капитального ремонта зданий сельского клуба в селе Камысты Жанибекского района, районной центральной библиотеки Каратобинского района, районной библиотеки Казталовского района, Центра досуга Жангалинского района, сельского клуба с.Махамбет и с. Егиндибулак района Байтерек.

В 1 полугодии 2021 года проведено 1052 спортивных мероприятий с участием 47 646 человека. Из них в сельской местности проведено 815 мероприятий с участием 18502 человек.

4 января 2021 года сдан в эксплуатацию физкультурно-оздоровительный комплекс в п. Сайхын Бокейординского района. 3 июля 2021 года в Казталовском районе (п.Жалпактал) и 5 июля 2021 г. в Теректинском районе (п.Подстепное) сданы в эксплуатацию физкультурно-оздоровительные комплексы на 160 посадочных мест.

Также, на сегодня за счет инвестиций компании КПО б.в. в 5 районах области ведется строительство 5 физкультурно-оздоровительных комплексов (Акжайыкский район п.Чапаево, Жанибекский район п.Жанибек, Казталовский район п.Казталовка, Шынгырлауский район п.Шынгырлау, Таскалинский район п.Таскала).

За 6 месяцев 2021 г. сданы в эксплуатацию 3 спортивных площадки в г.Уральске, по две спортивных площадки в Акжайкском и Сырымском районах. Идет строительство 3-х спортивных площадок в Теректинском районе.

На сегодня в ЗКО культивируются 84 вида спорта, из них 31 являются олимпийскими, 35 неолимпийскими, 10 национальными, 7 техническими и инвалидные виды спорта.

На сегодняшний день в области функционируют 23 детско-юношеские спортивные школы, в которых занимаются 54 видами спорта 13384 детей и юношей.

4.3 Социально–экономическое положение района Бәйтерек Западно-Казахстанской области

Промышленность. В 2020 году объем промышленного производства составил 40618,4 млн. тенге, что на 1,6% меньше уровня 2019 года, в аналогичном периоде прошлого года объем составил 41299,7 млн.тенге (за счет снижения добычи сырой нефти и природного газа на 22,5%).

Наибольшую долю объема промышленности занимает объем горнодобывающей промышленности (77,6%) – 31535,5 млн.тенге.

Объем обрабатывающей промышленности составил 6332,2 млн.тенге, в аналогичном периоде прошлого года объем составил 5741,0 млн.тенге, рост на 10,3%.

Инвестиции. Инвестиции в основной капитал в 2020 году составили 1957,0 млн. тенге, по сравнению с аналогичным периодом прошлого года снижение объемов на 10386,4 млн.тенге, в том числе по источникам финансирования:

- за счет средств кредитов банков и заемных средств поступлений не было, в аналогичном периоде прошлого года поступления кредитов банков составили 76,0 млн.тенге, заемных средств 9,0 млн.тенге;
- за счет республиканского бюджета поступления составили 593,8 млн. тенге, в аналогичном периоде прошлого года поступления составили 5,2 млн.тенге, рост на 588,6 млн.тенге;
- за счет средств местного бюджета поступления составили 74,6 млн. тенге, в аналогичном периоде прошлого года поступления составили 0,09 млн.тенге, рост на 74,5 млн.тенге;
- за счет собственных средств поступления составили 1288,6 млн. тенге, в аналогичном периоде прошлого года поступления составили 11893,6 млн.тенге, снижение на 10605,0 млн.тенге;

Наибольшую долю в процентном (81,6%) отношении от общего объема инвестиций в основной капитал занимает объем промышленной продукции - 1596,0 млн.тенге (а именно горнодобывающая промышленность - 923,0 млн.тенге).

Введено в действие новых основных средств на сумму 653,1 млн.тенге, в аналогичном периоде прошлого года 1047,4 млн.тенге. Выполнены работы по строительству и капитальному ремонту зданий и сооружений на сумму 1580,1 млн.тенге, в аналогичном периоде прошлого года 6633,4 млн.тенге. Приобретено машин, оборудования и инструментов на сумму 333,5 млн.тенге, в аналогичном периоде прошлого года 4892,6 млн.тенге. Сумма прочих капитальных работы и затрат составила 36,2 млн.тенге, в аналогичном периоде прошлого года 329,2 млн.тенге. Введено 3977 кв. метров жилья, что на 2,6% больше уровня 2019 года.

Сельское хозяйство. Объем валовой продукции сельского хозяйства в 2020 году составил 4470,7 млн.тенге, в том числе продукция растениеводства 34,2 млн.тенге (2019 год – 39,5 млн.тенге), продукция животноводства 4434,4 млн.тенге (2019 год – 3471,1 млн.тенге).

Производство мяса составило 4948,3 тонн или (108,9%) к уровню 2019 года, молока – 4435,1 тонн (101,1%), яиц – 16419,5 тыс.штук (102,3%).

Численность поголовья крупного рогатого скота составила 44,9 тыс. голов или 99,1% к аналогичной дате 2019 года (уменьшение поголовья КРС связано в связи с выявлением инфекционных заболеваний (бруцеллез) в количестве 405 голов маточного поголовья в хозяйствах района), в том числе коров – 19,3 тыс. голов (106,8%), овец – 62,1 тыс. голов (102,9%), коз – 8,1 тыс. голов (101,3%), лошадей – 6,6 тыс. голов (116,5%), свиней – 13,2 тыс. голов (88,3%) (в связи со снижением спроса на мясо свинины поголовье свиней уменьшилось, а также высокой себестоимостью производства), верблюдов – 4 головы (400,0%), птицы – 943,8 тыс. голов (134,8%).

Социальная сфера. На сегодняшний день в районе ситуация по занятости и повышению качества жизни населения выглядит следующим образом:

-экономически активное население составляет 31635 человек или 52,4 % от общей численности жителей района (60356 чел);

-заняты в различных сферах деятельности 30813 человек;

С начала года за содействием в трудоустройстве в органы занятости обратилось – 1507 человек.

Состоят на учете в качестве безработных – 668 человек.

На оплачиваемые общественные работы направлены – 357 чел.

Трудоустроено через органы занятости - 787 человек.

Социальные рабочие места – 48 человек.

Молодежная практика – 91 человек.

На 17 сентября 2020 года создано – 877 новых рабочих мест.

Уровень официальной безработицы – 2,1 %.

Малое и среднее предпринимательство. В районе в 2020 году зарегистрировано 2650 хозяйствующих субъектов малого бизнеса, что на 4,1% меньше, чем на аналогичную дату 2019 года. Из них действует 2277 или 85,9% от числа зарегистрированных.

В районе зарегистрировано 48 мини-цехов, из них действуют 21 с численностью работников 309 человек. Объем производства по переработке сельскохозяйственной продукции мини-цехами составляет 115,1 млн. тенге.

Объем розничного товарооборота составил 1698,4 млн.тенге, рост на 10,0% по сравнению с аналогичным периодом прошлого года.

Водоснабжение. Протяженность водопроводов в районе Бэйтерек составляет – 148,2 км. Централизованным водоснабжением обеспечены 28 населенных пунктов или 5039 дворов, что составляет 41,2 %.

Водой из шахтных колодцев пользуются 37 населенных пунктов (54,4%).

Привозной водой пользуются 3 населенных пункта с численностью населения 482 человека, что составляет - 4,4%.

Газификация. Процент обеспеченности природным газом сел района составляет 82%. Из 68 сельских населенных пунктов газом обеспечены 50 или 14923 абонентов, из них физические лица -14445, юридические лица- 478.

Общая протяженность газопроводов района составляет 536,7 км.

Количество не газифицированных населенных пунктов - 18.

Образование. Сеть образования составляют 46 дневных школ с контингентом учащихся 8637 человек, (30 средние школы, 9 основных и 7 начальных).

Действуют 2 колледжа (309 учащихся), 13 дошкольных учреждений (1324 детей), 2 музыкальных школы (341 учащихся) 1 спортивная школа (470 учащихся), 1 центр воспитательной работы (1206 учащихся) и 1 станция юных туристов (790 учащихся).

Здравоохранение. Государственная сеть здравоохранения представлена 2 районными больницами, в состав которых входят не юридические лица 10 врачебных амбулаторий, 6 ФАП, 36 медицинских пункта, а также 1 санаторий (юридическое лицо).

Спорт. В районе функционируют 162 спортивных сооружения, в том числе: 2 тира, 48 футбольных полей, 30 баскетбольных, 35 волейбольных и одна бадминтонная площадки, а также 43 спортивных зала.

Наши спортсмены принимают активное участие в областных и республиканских соревнованиях, где показывают высокие результаты.

Культура. На сегодняшний день подведомственными организациями районного отдела культуры, развития языков, физической культуры и спорта являются 35 объектов (1- районный дом культуры, 2-сельский дом культуры, 30-сельских клубов, 1- историко-краеведческий музей, 1-кинотеатр) по районному центру досуга, 51 библиотека (1-районная библиотека, 1-центральная районная детская библиотека, 4-сельская детская библиотека, 45- сельских библиотек) по районной централизованной библиотечной системе, 1 районная детская- юношеская школа.

На сегодняшний день в учреждениях культуры районному центру досуга (РЦД) функционируют 238 клубных формирований, 2852 участников художественной самодеятельности, любителей различных видов творчества, из них 6 самодеятельных

коллектива носят звание «Народный» и один «Образцовый». Учреждениями культуры РЦД района Бәйтерек за 9 месяцев 2020 года проведено 1332 (в онлайн формате-727) мероприятий, охват зрителей- 114800.

4.4 Санитарно-эпидемиологическая обстановка региона

Согласно данным Департамента по статистике ЗКО за январь-ноябрь 2020 года, зарегистрировано 3 случая материнской смертности (в 2019 г. - 1), младенческая смертность увеличилась на 36,7% (показатель составил – 9,58 на 1000 родившихся живыми (в 2019 г.- 7,01)), общая смертность увеличилась на 22% (показатель составил – 10,25 на 100 тыс. населения (в 2019 г. - 8,4)), смертность от болезней системы кровообращения увеличилась на 15,8% (показатель составил – 244,52 на 100 тыс. населения (в 2019 г. - 205,98)), от злокачественных новообразований увеличилась на 4,8% (показатель составил – 96,4 на 100 тыс. населения (в 2019 г. - 97,97)). Отмечается снижение смертности от травм, несчастных случаев и отравлений на 4,2% (показатель составил – 72,61 на 100 тыс. населения (в 2019 г. - 78,78)), заболеваемости туберкулезом на 6,1% (показатель составил – 44,3 на 100 тыс. населения (в 2019 г. - 47,2)), смертности от туберкулеза на 4,2% (показатель составил – 2,3 на 100 тыс. населения (в 2019 г.- 2,4)).

Среди причин младенческой смертности являются перинатальные патологии, обусловленные низким индексом здоровья женщин, приводящие к преждевременным родам и увеличение врожденных пороков развития.

В марте 2020 года на территории республики Казахстан были зарегистрированы первые случаи коронавирусной инфекции COVID-19.

По официальной статистике на 01.01.2021г. Казахстан находился на 57-м месте среди стран по количеству заболевших людей.

По данным межведомственной комиссии (МВК), по состоянию на 01.01.2021г., в Казахстане число подтвержденных случаев заражения COVID-19 в стране составило 155473 случаев. С начала пандемии от COVID-19 выздоровели 143075 человек. На 1 января 2021 года лечение от КВИ продолжают получать 22275 человек, из них в стационарах находится 4774 пациента, на амбулаторном уровне – 17501 пациент, в тяжелом состоянии находилось 265 пациентов.

Для предотвращения распространения заболевания с 16 марта до 11 мая 2020 года в РК был введен режим ЧП. После снятия режима ЧП были введены карантинные меры, которые действуют по настоящее время.

По состоянию на 13.10.2021 г. в ЗКО зафиксировано 38107 случаев заболевания COVID-19, из них 30515 человек выздоровело, 785 случаев летального исхода.

По поручению Главы государства Касым-Жомарта Токаева в Казахстане 1 февраля 2021 года стартовала кампания по добровольной вакцинации населения от COVID-19. По состоянию на 13.10.2021 г. в ЗКО 1 компонентом вакцинировано 227505 человек, 2 компонентом – 205489 человек.

В настоящее время тестирование проводится по эпидемиологическим показаниям, с профилактической целью и в рамках эпиднадзора. Согласно Постановлению Главного государственного санитарного врача лабораторному обследованию подлежат:

- ✓ больные и вирусоносители;
- ✓ больные ОРВИ, гриппом, пневмониями;
- ✓ лица, контактные с больными;
- ✓ лица, госпитализируемые в стационары и медико-социальные учреждения;
- ✓ медработники;
- ✓ призывники.

Эпидемиологическая ситуация по инфекционной заболеваемости, за исключением коронавирусной инфекции, в целом по Западно-Казахстанской области остается стабильной.

В виду сложившейся ситуации в мире основными правилами санитарных норм и противоэпидемическими мероприятиями являются:

- ✓ носить маски и перчатки, мыть руки;
- ✓ соблюдать дистанцию 1-1,5 м;
- ✓ избегать посещения мест массового скопления;
- ✓ не здороваться, не обниматься при встрече;
- ✓ участие в проведении профилактических и противоэпидемических мероприятий, включая прививки, по планам территориальной СЭС;
- ✓ исключение охоты на представителей потенциальных переносчиков чумы;
- ✓ организация санитарного просвещения по номенклатуре вопросов профилактики особо опасных инфекций;
- ✓ немедленное реагирование на каждый сомнительный случай заболевания (недомогания) с установлением причинно-следственной связи с эпизоотией среди грызунов с информированием органов Госсанэпиднадзора и областного штаба по чрезвычайным ситуациям;
- ✓ наличие запаса средств профилактики на объектах строительства и разработки;

- ✓ обеспечение немедленной (в первые часы) эвакуации больного с подозрением на особо опасную инфекцию.

4.5 Особо охраняемые природные территории и памятники истории и культуры **Особо охраняемые природные территории**

Особо охраняемые природные территории республики входят в состав единого государственного земельного фонда, составляя его заповедно-природную часть. Они создаются для охраны дикой природы, защиты местообитания редких и хозяйственно-ценных видов животных и растений, развития туризма.

В Западно-Казахстанской области имеются 11 объектов особо охраняемых природных территорий: 3 – республиканского и 8 – местного значения. «Кирсановский», «Бударинский» и «Жалтыркульский» государственные зоологические заказники отнесены к особо охраняемым природным территориям республиканского значения.

Кирсановский зоологический заказник - организован с целью сохранения и воспроизводства редких видов животных: лося, кабана, косули, барсука, лисицы, зайца, речного бобра. Площадь заказника составляет 61,0 тыс. га, располагается на территориях трех районов области: Бурлинского, Теректинского и Байтерек. В пойме, на территории заказника, сохранились прекрасные дубовые и тополевые леса уникальные природные комплексы степного Приуралья. Многие виды растений, занесенных в Красную книгу Республики Казахстан, не только распространены, но и многочисленны. Например: дуб черешчатый образует леса, а бересклет, калина, яблоня, смородина, черемуха образует в нем подлесок. Здесь обычны редкие в области виды растений: сныть, сальвиния, двукисточник, горчавка, чистотел.

Бударинский зоологический заказник - организован с целью сохранения и воспроизводства редких видов животных и птиц: норки европейской, куницы лесной, выхухоль, орлана белохвоста, тетерева, сохранения естественной среды обитания животного мира заказника, а также воспроизводства и использования других видов животных: кабана, зайца, лисицы, корсака, лося, косули, барсука. Площадь заказника составляет 80,0 тыс. га, располагается на территориях Байтерек и Акжайыкского районов. В последние годы организация зоологического заказника способствовала охране не только животного мира, но в целом всех природных комплексов.

Заказник «Селекционный» - на его территории сохранились природные комплексы красочных ковыльных и типчаковых степей с таволгой и пырейно-костровыми лугами, луга с богатым разнотравьем.

Памятники истории и культуры

На сегодняшний день по области выявлено 1966 археологических памятников. Среди них стоянки людей каменной эпохи, поселения бронзового века, курганы скифо-сакской конфедерации, средневековые городища — недалеко от современного города Уральск «Городище Жайык», расположенное на территории Жангалинского района «Городище Сарыозен», «Городище Жалпактал», находящееся на территории Жангалинского и Казталовского районов и другие. Результаты работ Центра истории и археологии ЗКО были дополнительно внесены в реестр исторических и культурных памятников Республики Казахстан, из них 1946 паспортов памятников зарегистрированы в Своде Министерства культуры РК.

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.

Непосредственно на территории месторождения Чинаревское и прилегающей территории, особо охраняемые природные территории и памятники истории, культуры и археологии не выявлены.

5 ОСНОВНЫЕ ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ

5.1 Обоснование выделения объектов разработки

На выделение объектов разработки влияют прежде всего различные природные факторы: количество продуктивных залежей и характер их насыщения; положение в плане контуров газо-нефтеносности; расчлененность и гидродинамическая связанность различных частей разреза; литолого-физические свойства коллекторов и пластовых флюидов, а также величины геологических запасов нефти и газа.

На основании утвержденного пересчета запасов (и ТЭО КИН) 2021 г. и ранее выполненных и утвержденных работ по пересчету запасов, также действующего проектного документа по разработке месторождения и Анализа разработки 2020 г., с учетом особенностей Чинаревского месторождения, эксплуатационные объекты (ЭО) выделяются отдельно для нефтяных и газоконденсатных залежей, что соответствует Единым правилам по рациональному и комплексному использованию недр.

Выделение продуктивных горизонтов в эксплуатационные объекты или объекты разработки проводилось в соответствии с учетом следующих факторов:

1. количество продуктивных залежей и характер их насыщения;
2. их расположение на структуре месторождения, а также положение (совпадение или несовпадение относительно друг друга) в плане контуров газо-нефтеносности.
3. расчлененность и гидродинамическая связанность различных частей разреза;
4. литолого-физические гидродинамическая связанность различных частей разреза;
5. литолого-физические свойства коллекторов и свойства пластовых флюидов;
6. величины содержащихся в них геологических запасов нефти и газа, оцененных по промышленной категории C_1 .

В связи с этим, с учетом всех вышеперечисленных различных природных факторов, на основе анализа геологического строения залежей, величины запасов, расположения их по территории месторождения, характера размещения продуктивных горизонтов по разрезу, приведенных в разделе 2, а также с учетом положений действующего Проекта разработки, Анализа разработки 2020 г. и утвержденного в 2021 году отчета по Пересчету запасов на месторождении выделены 4 нефтяных и 9 газоконденсатных объектов разработки.

В связи с тем, что некоторые объекты разработки имеют распространение на территориально разных участках месторождения, они имеют подобъекты (Северовосточный, Западный или Южный), входящие в данный объект. Каждый из подобъектов

является отдельной подсчетной единицей, для которой рассматривались различные варианты разработки со своей сеткой скважин, системой воздействия и соответственно КИ.

Эксплуатационные объекты нефтяных залежей

I нефтяной объект – залежь в филипповском горизонте на Северо-Восточном участке;

II нефтяной объект – залежи в башкирском горизонте на Западном и Северо-Восточном участках месторождения;

III нефтяной объект – залежи турнейских горизонтов (Т-ІБ, Т-ІІ, Т-ІІІ), расположенные на Северо-Восточном, Западном и Южном (Т-ІІ) участках. Выделение турнейского горизонта в единый ЭО (III нефтяной объект) основано на положениях Техсхемы 2008 г., согласно которой, промышленная разработка месторождения осуществляется с 2007 года.

IV нефтяной объект – бобриковские нефтяные залежи, на Северо-Восточном, Западном и Южном участках.

I нефтяной объект выделен в самостоятельный эксплуатационный объект в отчете по пересчету запасов 2014 г., II объект – в Пересчете запасов 2014 г. (залежь на Западном участке) и Подсчете запасов нефти, растворенного газа башкирских отложений 2018 г. (залежи на Северо-Восточном участке).

IV нефтяной объект выделен в самостоятельный эксплуатационный объект в отчете по пересчету запасов 2021 г.

Эксплуатационные объекты газоконденсатных залежей

I газоконденсатный объект – турнейская газоконденсатная залежь ТІА на Северо-Восточном участке;

II газоконденсатный объект – турнейская газоконденсатная залежь ТІ на Южном участке;

III газоконденсатный объект – ардатовская газоконденсатная залежь на Северо-Восточном участке.

IV газоконденсатный объект – афонинская и бийская газоконденсатные залежи, совпадающие в плане и образующие единый этаж газоносности.

V газоконденсатный объект – фаменская газоконденсатная залежь на Южном участке.

VI газоконденсатный объект – муллинская залежь на Северо-Восточном и Западном участках.

VII газоконденсатный объект – ардатовская газоконденсатная залежь на Южном участке.

VIII газоконденсатный объект – филипповская залежь на Западном участке.

IX газоконденсатный объект – франская залежь на Западном участке.

Выделение перечисленных I–IV объектов было обосновано в отчете по Подсчету запасов 2008 года и Проекте опытно-промышленной эксплуатации.

V газоконденсатный объект выделен в самостоятельный эксплуатационный объект в отчете по пересчету запасов 2014 года.

VI газоконденсатный объект - муллинская залежь на Северо-Восточном участке, ранее числившаяся нефтяной, была переведена в газоконденсатную и принята как отдельный газоконденсатный объект разработки в рамках работ по Пересчету запасов муллинского горизонта и Проекту разработки; залежь на Западном участке – запроектирована к вводу в промышленную разработку в Анализе разработки 2020 г. на основании выполненного в 2018 г. отчета по Приросту и переводу запасов из категории C_2 в категорию C_1 муллинской залежи Западного участка.

VII газоконденсатный объект - ардатовская залежь на Южном участке, ранее числившаяся нефтяной, была переведена в газоконденсатную и принята как отдельный газоконденсатный объект разработки в рамках Пересчета запасов ардатовского горизонта Южного участка 2018 г. и Анализа разработки 2020 г.

VIII и IX газоконденсатные объекты выделены в самостоятельные эксплуатационные объекты в отчете по пересчету запасов 2021 г.

В Пересчете запасов 2021 года все обоснования выделения объектов были обновлены, объекты обобщены и утверждены.

Основные исходные геолого-физические характеристики нефтяных и газоконденсатных объектов приводятся в таблице 5.1.1 и 5.1.2.

Таблица 5.1.1 - Исходные геолого-физические характеристики нефтяных объектов

Характеристики	1	Нефтяные объекты					
		I	II		III		
Горизонт, участок	2	Филипповский P _{1k} (fl), СВУ	Башкирский C _{2b1} ,		Т-I, Т-II, Т-III, Запад, скв. 33	Т-IB, Т-II, Т-III, СВУ	Т-II, Юг
			Запад	СВУ			
Тип залежи	3	Пластовая литологически экранированная	Массивная	Массивная	пластовая сводовая литологически экранированная	пластовая сводовая литологически и тектонически экранированная	пластовая сводовая литологически и тектонически экранированная
Тип коллектора	4	трещ.-каверн.-пор.	трещ.-каверн.-пор.	трещ.-каверн.-пор.	трещ.-каверн.- поровый	трещ.-каверн.- поровый	трещ.-каверн.- поровый
Глубина залегания, м (верт)	5	2797,8	3651	3692,2	4369	4403,2	4396
Площадь нефтеносности, тыс.м ² , кат. С ₁	6	1924	1406	5164	6581	33924	9047
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	7	10,5	16,1	7,4	24,9	31,4	5,7
Пористость, д. ед.	8	0,09	0,07	0,10	0,05	0,06	0,07
Проницаемость, 10 ⁻³ *мкм ²	9	5,5	13,4	11,5	5.8/2.8/3.6	7.3/18.0/0.27	2,4
Нефтенасыщенность, д. ед	10	0,68	0,79	0,59	0,67	0,71	0,62
Доля коллектора залежи	11	0,58	0,49	0,86	0,22	0,31	0,22
Коэффициент расчлененности залежи	12	3,9	10,0	9,4	16	22,4	4,8
Пластовая температура, °С	13	60	75,8	74,7	92,7	92,7	95,7
Пластовое давление начальное, МПа	14	32	40,9	40,8	48	49,6	39,71
Давление насыщения нефти газом, МПа	15	10,9	15,25	9,19	17,51	17,51	19,26
Средняя продуктивность скважин, т/сут*МПа	16	0,2	4,6	5,3	1,6	6,9	6,5
Плотность нефти в станд. условиях, г/см ³	17	0,804	0,787	0,844	0,810	0,815	0,788
Плотность нефти в пластовых условиях, г/см ³	18	-	0,672	0,776	0,536	0,698	0,536
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с	19	-	0,362	0,863	0,56	0,422	0,56
Объемный коэффициент нефти	20	1,223	1,586	1,223	2,622	1,474	2,622
Газосодержание нефти, м ³ /т	21	98,6	258,3	98,6	583	186,8	583
Начальные геологические запасы нефти, кат. С ₁ , тыс.т	22	571	220	844	1506	16793	442

Продолжение таблицы 5.1.1

1	Нефтяные объекты		
	IV		
2	Бобриковский C _{1v1} (bb),		
	Запад	СВУ	Юг
3	пластовая сводовая литологически экранированная	пластовая сводовая	пластовая сводовая литологически и тектонически экранированная
4	поровый	поровый	поровый
5	4239	4248	4294
6	4121	1689	5864
7	4,1	1,0	2,3
8	0,08	0,08	0,11
9	2,5	2,5	2,5
10	0,72	0,86	0,93
11	0,14	0,10	0,08
12	2,5	2,0	1,7
13	-	87,8	95
14	-	41,1	46,15
15	-	15,79	22,15
16	1,0	0,9	6,5
17	0,836	0,836	0,822
18	0,732	0,732	0,703
19	0,597	0,597	0,448
20	1,327	1,327	1,472
21	148,3	148,3	206,3
22	376	74	783

Таблица 5.1.2 - Исходные геолого-физические характеристики газоконденсатных объектов

Показатели	1	Газоконденсатные объекты					
		I	II	III	IV		V
Горизонт	2	Т-IA, Северо-Восточный участок	Т-І, Южный участок	Ардатовский, Северо-Восточный	Афонинский-бийский, Западный участок	Афонинский-бийский, Северо-Восточный участок	Фаменский, юг
Тип залежи	3	Пластовая сводовая тектонически экранированная	Пластовая сводовая тектонически экранированная	Пластовая тектонически и стратиграфически экранированная	Пластовая тектонически экранированная	Пластовая тектонически экранированная	Массивная, тектонически и литологически экранированная
Глубина залегания, м	4	4322,6	4373	4888,2	5198,3	5078	4526,3
Площадь газоносности, тыс.м ² , кат. В+С ₁	5	28427	18794	16178	18592	55364	3037
Средняя эффективная газонасыщенная толщина, м	6	8,4	12,2	13,2	46	47,6	8,1
Пористость, д.ед (по ГИС)	7	0,06	0,06	0,09	0,05	0,05	0,05
Проницаемость, *10 ⁻³ мкм ² (по керну)	8	7,3	2,9	2	-	-	-
Газонасыщенность, д. ед	9	0,79	0,68	0,83	0,89	0,84	0,9
Доля коллектора	10	0,4	0,27	0,42	0,23	0,27	0,62
Коэффициент расчлененности	11	5,4	9,9	6,8	58,8	58,4	6
Пластовая температура, °С	12	101	101	103	-	108,6	103
Пластовое давление начальное, МПа	13	48	49,9	53,8	-	56,7	49,3*
Давление начала конденсации, МПа	14	40,4	40,4	43,4	-	36,2	49*
Давление в зоне отбора, МПа	15	14,3	26,1	17	-	28,4	-
Плотность газа в пластовых условиях, г/см ³	16	0,4228	0,4228	0,3265	-	0,381	0,355
Вязкость газа в пластовых условиях, мПа*с	17	0,075	0,075	0,043	-	0,11	0,047
Нач. геологические запасы газа, кат. В+С ₁ , млн.м ³	18	2987	1951	3041	3589	16113	263
Нач. геологические запасы конденсата, кат. В+С ₁ , тыс.т	19	2136	1395	968	2581	11586	213
Коэффициент филтр.сопрот. – А, МПа*сут/тыс.м ³	20	11,37	88,6	11,2	237,55	114,26	-
Коэффициент – В, (МПа*сут/тыс.м ³) ²	21	4,70	0,349	0,115	8,95	8,79	-
*- пересчитанное давление							

Продолжение таблицы 5.1.2

1	Газоконденсатные объекты					
	VI		VII	VIII		IX
2	Муллинский		Ардатовский, Южный участок	Филипповский		Франский, Запад D3fr-I+D3fr-II скв. 40_1
	Запад, р-он. скв.33	СВУ, ML-I		Запад, р-он скв.219	Запад, р-он скв.703	
3	Пластовая тектонически, литологически и стратиграфически экранированная		Пластовая тектонически и стратиграфически экранированная	Пластовая сводовая		Пластовая тектонически экранированная
4	4965,84	4917,84	4919,9	2715,5	2708,5	5196
5	11397	7538	4340	1773	1597	2582
6	9,1	6,9	19,8	6,7	10,5	6,6
7	0,09	0,07	0,08	0,05	0,07	0,07
8	тер.-	тер.5.7	-			
9	0,84	0,9	0,79	0,87	0,7	0,86
10	0,14	0,13	0,37	0,41	0,49	0,07
11	7	4,4	15	4,5	5,5	6
12	106	100	107,5	60	60	106
13	71	49,3	54,6	30	30	58,94
14	25,5	31,64	49,5	22,7	22,7	41,48
15	-	-	-	-	-	-
16	0,488	0,4464	0,4536	0,382	0,382	0,480
17	0,085	0,08	0,065	0,052	0,052	0,082
18	1187	493	385	136	172	243
19	1079	375	312	64	81	226
20	36,03	53,18	21,48	13,55	17,78	143,38
21	0,26	0,54	0,05	0,008	0,015	0,36

5.2 Выбор расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики

Варианты разработки были рассмотрены отдельно по нефтяным и газоконденсатным объектам разработки исходя из геолого-физической и газо-гидродинамической характеристик залежей.

Ниже приводится описание вариантов.

Объекты разработки нефтяных залежей

Основные технологические характеристики вариантов разработки нефтяных объектов приведены в таблице 5.2.1.

1 объект – филипповский горизонт (Северо-восточный участок)

В связи с незначительными запасами нефти (2,6 % от запасов месторождения) и толщинами пластов-коллекторов рассмотрены два варианта разработки на режиме истощения (пассивные подошвенные воды).

Вариант 1 – (рекомендуемый) - Разработка проектируется 2 добывающими существующими скважинами: скважиной 65, которая при необходимости может быть возвращена на III объект, и запроектированным к бурению боковым стволом скважины 62.

Вариант 2 – Аналогичен варианту 1 с бурением дополнительно одной вертикальной добывающей скважины. Количество скважин – 3 ед.

II объект – башкирский горизонт (Северо-Восточный, Западный участки)

В связи с незначительными запасами нефти (1 % от запасов месторождения для Западного и 3,9 % для Северо-восточного участков) и толщинами пластов-коллекторов, а также с учетом текущего состояния разработки и планов недропользователя, для каждого участка рассмотрены по два варианта разработки на режиме истощения.

Вариант 1 (рекомендуемый) - по основным параметрам системы разработки соответствует варианту, утвержденному в Пересчете запасов 2021 г.

Северо-Восточный участок

Разработка объекта на данном участке проектируется 4 скважинами, в т.ч. существующей скважиной 123 и пробуренными скважинами 24, 51 и 52. Все скважины добывающие, режим работы залежи – без ППД.

Башкирские нефтяные залежи Северо-Восточного участка (4,9 % от всех запасов) отнесены к возвратному объекту, т.к. здесь не предусматривается бурение самостоятельной сетки скважин. Запасы данных залежей на этом участке небольшие и могут быть выработаны нефтяными скважинами 24, 51 и 52 после завершения их работы на основном объекте.

Западный участок



Разработку на данном участке планируется реализовать существующей скважиной 45, расположенной в центральной части «водоплавающей» залежи в зоне наибольшего развития пластов-коллекторов. Разработка осуществляется без ППД.

Вариант 2

Северо-Восточный участок

По 2-му варианту, в отличие от 1-го, предусмотрено дополнительно бурение 1 добывающей скважины. Т.о. общее количество скважин – 5 ед. Все скважины добывающие, объект разрабатывается без ППД.

Западный участок

Аналогичен варианту 1 с бурением дополнительно одной вертикальной добывающей скважины. Количество скважин – 2 ед.

III объект – турнейский горизонт (Северо-Восточный, Западный и Южный участки)

Этот объект является основным объектом эксплуатации, т.к. содержит 90 % всех запасов нефти месторождения промышленной категории.

Были рассмотрены три варианта разработки данного объекта.

Вариант 1 (рекомендуемый) - по основным параметрам системы разработки соответствует варианту, утвержденному в Проекте разработки, с корректировками по бурению.

Северо-Восточный участок

Это основной участок, где в турнейских горизонтах содержится 78 % запасов нефти месторождения. Промышленная разработка объекта на СВУ реализуется с 2007 г. согласно Техсхеме [9] с применением ППД путем закачки воды. На 01.01.21 г. пробурены 34 скважины (10, 12, 13, 20, 22, 24Б, 28, 30, 50, 51_1, 52, 53, 54, 56, 57, 59, 60, 62, 63, 65, 66, 67, 70, 111, 115, 115Б, 116, 117, 119Г, 121Б, 124, 213, 224, 300-Б), выбыло из эксплуатации 8 скважин (12, 13, 20, 28, 52, 57, 115, 119Г).

По 1-му варианту предусмотрено бурение боковых стволов в 3-х добывающих скважинах (№№ 301, 225, 725) и 3 проектных добывающих скважин (№№ 58, 68, 69). Схема размещения скважин - квадратная с плотностью сетки 100 га/скв. Со временем нагнетательная скважины 53 выбывает из эксплуатации. 3 скважины (201, 220 и 303) переводятся с других объектов.

Т.о, общее количество скважин для дальнейшей разработки - 30 ед., в т.ч. добывающих – 24, нагнетательных - 6.

Западный участок



Промышленная разработка объекта на данном участке реализуется с 2012 г. одной скважиной № 33. Всего скважин для разработки участка проектируется 4 ед., в т.ч. из бурения – 2 (90, 91) с переводом одной скважины под нагнетание (скв.204). Схема размещения – квадратная с плотностью сетки 100 га/скв.

Южный участок

В связи с незначительными запасами нефти (2 % от запасов месторождения) и толщинами пластов-коллекторов рассмотрены два варианта разработки на режиме истощения (пассивные подошвенные воды).

По 1-му варианту разработка объекта проектируется 2 скважинами: существующей скважиной 23 и проектной скважиной из бурения - 1 ед. (скв.150). Разработка осуществляется на режиме истощения.

Вариант 2

Северо-Восточный участок

По 2-му варианту, в отличие от 1-го, предусмотрено бурение 7 новых добывающих скважин. Схема размещения скважин - квадратная с плотностью сетки 100 га/скв. Т.о, общее количество скважин для дальнейшей разработки - 34 ед., в т.ч. добывающих – 28, нагнетательных – 6 ед.

Западный участок

Для разработки участка планируется использовать 5 скважин, в т.ч. из бурения – 3. Все скважины добывающие. Режим работы залежи – без ППД.

Южный участок. Аналогичен варианту 1.

Вариант 3

Северо-Восточный участок

Система разработки аналогична 1-му варианту. По 3-му варианту предусмотрено бурение 13 скважин. Общее количество скважин для разработки – 40 ед., в т.ч. добывающих – 32, нагнетательных – 8.

Западный участок

В отличие от вариантов 1, 2 предусматривается увеличение количества скважин. Общее количество скважин – 10 ед., в т.ч. из бурения – 8. Для ППД проектируется 2 водонагнетательные скважины (130, 131), для добычи – 8 (33, 90, 91, 92, 93, 132, 133, 134).

Таблица 5.2.1 – Основные характеристики вариантов разработки нефтяных объектов

Характеристика	Нефтяные объекты эксплуатации и варианты разработки								
	Объект I		Объект II		Объект III			Объект IV	
	1	2	1	2	1	2	3	1	2
Режим разработки залежи	Режим истощения	Режим истощения	Режим истощения	Режим истощения	ППД, закачка воды	ППД, закачка воды	ППД, закачка воды	Режим истощения	Режим истощения
Система воздействия на пласт	Без ППД	Без ППД	Без ППД	Без ППД	Площадная, 5-точечная	Площадная, 5-точечная	Площадная, 5-точечная	Без ППД	Без ППД
Расстояние между скважинами, м	-	750	500	500	1000	1000	700-1000	1000	1000
Плотность сетки, га/скв	-	100	25	25-50	100	100	50-100	100	100
Соотношение скважин, доб./нагн.	1/0	2/0	1-2/0	2/0	2/1	2/1	2/1	2/0	3/0
Режим работы добывающих скважин, Рзаб, МПа	12-15	12-15	12-15	12-15	12-15	12-15	12-15	12-15	12-15
Режим работы нагнетательных скважин, Рнагн, МПа	-	-	-	-	20-25	20-25	20-25	-	-
Кэф. использования фонда скв., д.ед.	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95
Кэф. экспл. добыв. скважин, д.ед.	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90
Кэф. экспл. нагнет. скважин, д.ед.	-	-	-	-	0,97	0,97	0,97	-	-
Компенсация отбора закачкой, %	-	-	-	-	100	100	100	-	-



Южный участок

Аналогичен варианту 1, но с бурением дополнительно одной вертикальной добывающей скважины (скв. 151), т.е. количество скважин из бурения составит 2 ед.

IV объект – бобриковский горизонт (Северо-Восточный, Западный и Южный участки)

Западный участок

В связи с незначительными запасами нефти (1 % от запасов месторождения) и толщинами пластов-коллекторов рассмотрен один вариант разработки на режиме истощения (пассивные подошвенные воды).

Разработку объекта на данном участке планируется реализовать запроектированным к бурению боковым стволом существующей добывающей скважины 40 после завершения работы на основном объекте.

Южный участок

В связи с незначительными запасами нефти (1 % от запасов месторождения) и толщинами пластов-коллекторов рассмотрены два варианта разработки на режиме истощения (пассивные подошвенные воды).

По 1-му варианту разработка проектируется 3 добывающими скважинами: существующей скважиной 31 и двумя скважинами, переводимыми с других объектов.

Вариант 2 – Аналогичен варианту 1, но с бурением дополнительно двух вертикальных добывающих скважин (скв. 150 и 152), т.е. количество скважин из бурения составит 5 ед.

Северо-Восточный участок

Бобриковская нефтяная залежь в районе скважины 123 (0,3 % от всех запасов) отнесена к возвратному объекту, т.к. здесь не предусматривается бурение самостоятельной сетки скважин. Запасы данных залежей на этом участке минимальные и могут быть выработаны скважинами II (скв. 123) и III (скв. 54) нефтяных объектов после завершения их работы на основном объекте.

По нефтяным объектам месторождения в целом

Технико-экономическое обоснование выбора рекомендуемого варианта разработки проводится по технологическим показателям в целом по месторождению. Для этого все рассмотренные варианты разработки нефтяных объектов были сгруппированы в три основных варианта. Схема группировки приведена в таблице 5.2.2.

Таблица 5.2.2 – Схема группировки вариантов разработки нефтяных объектов в основные варианты разработки по месторождению

Номер варианта разработки месторождения	I объект	II объект	III объект	IV объект	Всего скважин
Вариант 1	1 вар.	1 вар.	1 вар.	1 вар.	
Общий фонд скважин	2	5	30	7	44



В т.ч. из бурения (в т.ч. боковые стволы)	1	0	9	1	11
Вариант 2	1 вар.	1 вар.	2вар.	1 вар.	
Общий фонд скважин	2	5	35	7	49
В т.ч. из бурения (в т.ч. боковые стволы)	1	0	14	1	16
Вариант 3	2 вар.	2 вар.	3вар.	2вар.	
Общий фонд скважин	3	7	43	8	61
В т.ч. из бурения (в т.ч. боковые стволы)	2	2	26	3	33

Объекты разработки газоконденсатных залежей

Рассмотрены варианты разработки газоконденсатных объектов на режиме истощения и поддержанием пластового давления путем обратной закачки сухого газа.

Согласно требований «Единых правил ...» при разработке газоконденсатных залежей с содержанием конденсата более 100 г/м³ предусмотрен вариант разработки с поддержанием пластового давления.

Значительные глубины залегания газоконденсатных залежей, низкие фильтрационно-емкостные свойства пластов-коллекторов месторождения Чинаревское обуславливают необходимость поддержания пластового давления закачкой газа, а не воды.

В качестве основных технологических ограничений производительности скважин принимается ограничение по депрессии на пласт и ограничение по устьевому давлению для обеспечения требуемых условий для нормального функционирования системы промыслового сбора и транспорта газа до УКПП, подготовки газа на УКПП.

При выборе режимов работы скважин исходили из следующего условия: поддержание давление на устье (P_у) 1 МПа, необходимого для обеспечения проектных дебитов скважин.

Основные технологические характеристики вариантов разработки газоконденсатных объектов приведены в таблице 5.2.3.

I объект – газоконденсатная турнейская залежь Т-1А (Северо-Восточный участок)

Для I объекта рассмотрено 3 варианта разработки: варианты 1 и 2 на режиме истощения и вариант 3 с поддержанием пластового давления путем закачки сухого газа.

Вариант 1 (рекомендуемый) – предусмотренный в утвержденном ПР. Общее количество скважин 17 ед., из них 17 пробурены. Предусмотрено бурение двух боковых стволов в скв. 225, 725, запроектированные к вводу в эксплуатацию в 2024-26 гг. Также переводится 1 скважина (303) с другого объекта.

Вариант 2 – Аналогичен варианту 1 с бурением дополнительно 3 скважин. Общее количество скважин 20 ед.

Вариант 3 – с ППД путем закачки попутно-добываемого сухого газа обратно в продуктивный пласт.



Аналогичен варианту 1 с бурением дополнительно 3 нагнетательных скважин, запроектированные к бурению в сводовой части залежи. Ввод нагнетательных скважин в эксплуатацию предусмотрен в 2022 г. Общее количество скважин 20 ед.

II объект – газоконденсатная турнейская залежь Т-1 (Южный участок)

Для II объекта рассмотрено 3 варианта разработки: варианты 1 и 2 на режиме истощения и вариант 3 с поддержанием пластового давления путем закачки сухого газа.

Вариант 1 (рекомендуемый) - общее количество скважин 3 ед., из них две пробурены и 1 (407) новая, предусмотренная к бурению в 2026 г. Также предусмотрено бурение бокового ствола в скважине 404.

Вариант 2 – общее количество скважин 4 ед., из них две пробурены и 2 новые добывающие скважины, предусмотренные к бурению в 2026-27 гг., а также бурение бокового ствола в скв. 404.

Вариант 3 – с ППД путем закачки попутно-добываемого сухого газа обратно в продуктивный пласт.

Аналогичен варианту 1 с бурением 1 нагнетательной скважины, запроектированная к бурению в сводовой части залежи. Ввод нагнетательной скважины в эксплуатацию предусмотрен в 2025 г.

Таблица 5.2.3 – Основные характеристики вариантов разработки газоконденсатных объектов

Характеристика	Газоконденсатные объекты разработки и варианты разработки																			
	Объект I			Объект II			Объект III			Объект IV			Объект V	Объект VI			Объект VII		Объект VIII	Объект IX
	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	1	2	3	1	2	1	1
Режим разработки залежи	режим истощения			режим истощения			режим истощения			режим истощения			режим истощения	режим истощения			режим истощения		режим истощения	режим истощения
Количество скв. добыв./нагнет.	24	28	22/3	4	5	5/1	2	3	3/1	20	27	20/8	1	8	14	8/5	1	2	2	2
Расстояние между скважинами, м	1000			1500			1500			1000 СВУ, 750 ЗУ			-	1500 СВУ, 750 ЗУ	750 СВУ, 750 ЗУ		750		-	500
Режим работы добывающих скважин, ΔР, МПа	до 10			до 30			до 5			до 22			до 15	до 30			до 15		до 10	до 30
Коэф. использования фонда скв., д.ед.	0,95			0,95			0,95			0,95			0,95	0,95			0,95		0,95	0,95
Коэф. экспл. добыв. скв., д.ед.	0,9			0,9			0,9			0,9			0,9	0,9			0,9		0,9	0,9

III объект – газоконденсатная ардатовская залежь (Северо-Восточный участок)

Для объекта рассмотрено также 3 варианта разработки: вариант 1 и 2 на режиме истощения и вариант 3 с поддержанием пластового давления путем закачки сухого газа.

Вариант 1 (рекомендуемый) – общее количество скважин 2 ед., из них две пробурены.

Вариант 2 – промышленную разработку объекта на данном участке планируется реализовать 3 скважинами, из них две пробурены и 1 новая (273), запроектированная к вводу в эксплуатацию в 2027 г.

Вариант 3 – с ППД путем закачки попутно-добываемого сухого газа обратно в продуктивный пласт.

Аналогичен варианту 1 с бурением одной нагнетательной скважины. Общее количество скважин составит 3 ед., из них 2 пробуренные добывающие скважины и 1 новая нагнетательная скважина (скв. 273), запроектированная к бурению в сводовой части залежи. Ввод нагнетательной скважины в эксплуатацию предусмотрен в 2022 г.

IV объект – газоконденсатные афонинская и бийская залежи (Северо-Восточный и Западный участки)

Для объекта рассмотрено также 3 варианта разработки: варианты 1 и 2 на режиме истощения и вариант 3 с поддержанием пластового давления путем закачки сухого газа.

Вариант 1 (рекомендуемый) – по основным параметрам системы разработки соответствует реализуемому варианту, согласно действующему ПР.

Таким образом, общее количество скважин 7 ед., в т.ч. 6 скважин на Северо-Восточном участке и 1 скважина на Западном участке. Предусмотрено бурение бокового ствола в скв. 234.

Вариант 2 – общее количество скважин 12 ед., в т.ч. 9 скважин на Северо-Восточном участке и 3 скважины на Западном участке.

Предусмотрено бурение 3 добывающих скважин (№ 229, 237, 238) на Северо-Восточном участке и 2 скважины на Западном участке (№№ 202, 203).

Вариант 3 – общее количество скважин 14 ед., в т.ч. 8 скважин на Северо-Восточном участке и 6 скважин на Западном.

Запроектировано бурение 3 добывающих скважин (202, 212, 227) на Западном участке.

Для ППД проектируются 4 газонагнетательных скважин: 2 скважины на Северо-Восточном участке (№№ 206, 229) и 2 скважины (№№ 203 и 207) на Западном участке.

V объект – газоконденсатная фаменская залежь (Южный участок)

В связи с незначительными запасами (1 % от запасов месторождения) и толщинами

пластов-коллекторов рассмотрен один вариант разработки на режиме истощения. Планируется их выработать скважиной №31, которая при необходимости может быть возвращена на залежь Т-І. Начало ввода объекта в эксплуатацию планируется в 2027 г.

VI объект – муллинская газоконденсатная залежь (Северо-Восточный и Западный участки).

Для VI объекта рассмотрено 3 варианта разработки: варианты 1 и 2 на режиме истощения и вариант 3 - с поддержанием пластового давления.

Вариант 1 (рекомендуемый)

Северо-Восточный участок

Соответствует утвержденному в Проекте разработки. Общее количество скважин 5 ед., из них 1 скважина (57_2) пробурена и две проектные (302, 304), запроектированные к вводу в эксплуатацию в 2027-2028 гг. Также предусмотрено бурение бокового ствола в скв. 301. Скважина 300 планируется разрабатывать совместно с III нефтяным объектом. Скважина 303 выбывает, в связи с переводом на I газоконденсатный объект разработки.

Западный участок

Разработка проектируется посредством 5-и скважин, из них 1 скважина: 724_1 – имеющаяся на дату составления данного Проекта и три скважины: 321, 322 и 323 – новые из бурения. Также перевод скважины 361 из другого объекта и бурение бокового ствола в скв. 724.

Вариант 2

Северо-Восточный участок

Аналогичен варианту 1 с дополнительным бурением одной добывающей скважины. Общее количество скважин – 6 ед

Западный участок

Также аналогичен варианту 1 с дополнительным бурением 3 добывающих скважин. Общее количество скважин 8 ед.

Вариант 3 – с ППД путем закачки попутно-добываемого сухого газа обратно в продуктивный пласт.

Северо-Восточный участок

Общее количество скважин составит 7 ед., из них 3 скважины пробурены, 4 скважины проектные (2 добывающая (302, 304) и 2 нагнетательные (305, 306), запроектированные к вводу в эксплуатацию в 2022-2023 гг.

Западный участок



Общее количество скважин 7 ед., из них одна скважина пробурена, 5 скважин проектные (2 добывающие и 3 нагнетательные), запроектированные к вводу в эксплуатацию в 2022-2023 гг. Перевод скважины 361 из другого объекта разработки.

VII объект – ардатовская газоконденсатная залежь (Южный участок)

Вариант 1 (рекомендуемый) – общее количество скважин 2 ед., из них одна пробурена, одна скважина проектная, запроектированная к вводу в эксплуатацию в 2027 году.

Вариант 2 – аналогичен варианту 1 с дополнительным бурением одной добывающей скважины.

VIII объект – филипповские газоконденсатные залежи в районе скважин 219 и 703 (Западный участок).

Для каждого участка рассмотрено по одному варианту на режиме истощения. Планируется их выработать скважинами 219 и 703.

IX объект – франская газоконденсатная залежь на Западном участке

Рассмотрен один вариант разработки на режиме истощения.

Общее количество скважин 1 ед, из них 1 (40_1) пробурена.

Таблица 5.2.4 – Схема группировки вариантов разработки газоконденсатных объектов в основные варианты разработки по месторождению

Номер варианта разработки месторождения	I объект	II объект	III объект	IV объект	V объект	VI объект	VII объект	VIII объект	IX объект	Всего скважин
Вариант 1	1 вар.	1 вар.	1 вар.	1 вар.	1 вар.	1 вар.	1 вар.	1 вар.	1 вар.	
Общий фонд скважин	17	3	2	7	1	10	2	2	1	45
В т.ч. из бурения (в т.ч. боковые стволы)	2	2	1	1	1	7	1	0	0	15
Вариант 2	2 вар.	1 вар.	1 вар.	2 вар.	1 вар.	2 вар.	1 вар.	1 вар.	1 вар.	
Общий фонд скважин	20	4	3	12	1	14	3	2	1	60
В т.ч. из бурения (в т.ч. боковые стволы)	5	3	2	6	1	8	2	0	0	27
Вариант 3	3 вар.	3 вар.	1 вар.	3 вар.	1 вар.	3 вар.	1 вар.	1 вар.	1 вар.	
Общий фонд скважин	20	4	3	14	1	14	2	2	1	61
В т.ч. из бурения (в т.ч. боковые стволы)	5	3	1	8	1	10	1	0	0	29

5.3 Технологические показатели вариантов разработки

Технологические показатели вариантов разработки и основного фонда скважин в целом по месторождению по нефтяным объектам представлены ниже в таблицах 5.3.1 – 5.3.6.

Технологические показатели вариантов разработки и основного фонда скважин в целом по месторождению по газоконденсатным объектам представлены ниже в таблицах 5.3.7 – 5.3.9.

Таблица 5.3.1 – Месторождение Чинаревское. Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. 1 вариант (рекомендуемый)

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от утв. извл. зап., %		Накоп-ленная добыча нефти, тыс.т	Отбор от утв. извлек. запасов, %	Коэфф. нефтеиз-влечения, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т	Накоплен добыча жидкости, тыс.т	Обводнен. продукции, %	Закачка рабочих агентов, тыс.м3		Компен. отбора закачкой, %	Добыча газа, млн.м ³	
		начальных	текущих							Годовая	Накоп-ленная		нефтя-ного	Накоп-ленная
2021	156,3	2,2	5,1	3954,9	56,2	0,180	314,0	4783	50,2	248,2	3925	63	32,3	1019
2022	151,6	2,2	4,9	4106,5	58,4	0,187	315,4	5098	51,9	225,2	4150	58	31,6	1051
2023	141,6	2,0	4,8	4248,1	60,4	0,194	309,2	5407	54,2	212,1	4362	56	40,9	1092
2024	132,6	1,9	4,8	4380,7	62,3	0,200	308,2	5715	57,0	206,7	4569	55	36,1	1128
2025	123,6	1,8	4,7	4504,3	64,0	0,205	297,0	6012	58,4	213,7	4783	60	32,8	1161
2026	120,0	1,7	4,7	4624,3	65,7	0,211	294,3	6307	59,2	161,5	4944	46	33,0	1194
2027	146,9	2,1	6,1	4771,1	67,8	0,218	332,4	6639	55,8	160,5	5105	40	63,5	1257
2028	146,9	2,1	6,5	4918,0	69,9	0,224	329,8	6969	55,5	157,5	5262	39	63,7	1321
2029	162,9	2,3	7,7	5080,9	72,2	0,232	350,4	7319	53,5	166,1	5428	38	63,7	1385
2030	148,1	2,1	7,6	5229,0	74,3	0,238	327,8	7647	54,8	162,7	5591	40	58,3	1443
2031	136,0	1,9	7,5	5365,0	76,3	0,245	318,0	7965	57,2	159,3	5750	41	53,5	1496
2032	125,0	1,8	7,5	5490,0	78,0	0,250	308,5	8274	59,5	156,5	5907	42	49,1	1545
2033	120,3	1,7	7,8	5610,3	79,7	0,256	305,2	8579	60,6	153,4	6060	42	45,9	1591
2034	112,9	1,6	7,9	5723,1	81,3	0,261	299,1	8878	62,3	149,0	6209	42	42,5	1634
2035	103,7	1,5	7,9	5826,8	82,8	0,266	290,5	9168	64,3	144,7	6354	42	39,0	1673
2036	95,2	1,4	7,9	5922,1	84,2	0,270	282,1	9450	66,2	140,9	6495	43	35,8	1709
2037	87,5	1,2	7,9	6009,6	85,4	0,274	274,1	9725	68,1	137,1	6632	43	32,9	1741
2038	82,1	1,2	8,0	6091,7	86,6	0,278	268,2	9993	69,4	133,4	6765	43	30,5	1772
2039	75,9	1,1	8,0	6167,5	87,7	0,281	261,1	10254	71,0	129,9	6895	43	28,0	1800
2040	70,8	1,0	8,2	6238,3	88,7	0,284	255,1	10509	72,3	126,6	7022	44	25,9	1826
2041	65,2	0,9	8,2	6303,5	89,6	0,287	248,3	10757	73,7	123,3	7145	44	23,8	1850
2042	59,9	0,9	8,2	6363,4	90,4	0,290	241,8	10999	75,2	120,2	7265	44	21,9	1872
2043	55,1	0,8	8,2	6418,5	91,2	0,293	235,3	11234	76,6	117,2	7382	45	20,1	1892
2044	50,6	0,7	8,2	6469,1	91,9	0,295	229,3	11464	77,9	114,3	7496	45	18,5	1910
2045	46,5	0,7	8,2	6515,6	92,6	0,297	223,5	11687	79,2	111,5	7608	45	17,0	1927
2046	42,8	0,6	8,2	6558,4	93,2	0,299	217,9	11905	80,4	108,8	7717	45	15,6	1943
2047	39,4	0,6	8,2	6597,8	93,8	0,301	212,6	12118	81,5	106,2	7823	46	14,3	1957
2048	36,2	0,5	8,3	6634,1	94,3	0,303	207,2	12325	82,5	103,7	7927	46	13,2	1970
2049	33,4	0,5	8,3	6667,4	94,8	0,304	202,2	12527	83,5	101,3	8028	46	12,1	1982
2050	30,7	0,4	8,3	6698,2	95,2	0,305	197,3	12724	84,4	99,0	8127	47	11,2	1994
2051	28,3	0,4	8,4	6726,5	95,6	0,307	192,6	12917	85,3	96,7	8224	47	10,3	2004
2052	26,1	0,4	8,4	6752,6	96,0	0,308	188,1	13105	86,1	94,5	8318	47	9,4	2013
2053	24,0	0,3	8,5	6776,6	96,3	0,309	183,7	13289	86,9	92,4	8411	47	8,7	2022
2054	21,3	0,3	8,2	6797,9	96,6	0,310	179,5	13468	88,1	90,4	8501	48	7,5	2029
2055	19,7	0,3	8,3	6817,6	96,9	0,311	175,5	13644	88,8	88,4	8590	48	6,9	2036
2056	18,2	0,3	8,3	6835,8	97,2	0,312	171,5	13815	89,4	86,5	8676	48	6,4	2043
2057	16,8	0,2	8,4	6852,6	97,4	0,313	167,7	13983	90,0	84,7	8761	48	5,9	2049
2058	15,5	0,2	8,5	6868,1	97,6	0,313	164,0	14147	90,5	82,9	8844	48	5,4	2054
2059	14,3	0,2	8,5	6882,5	97,8	0,314	160,4	14307	91,1	81,1	8925	48	5,0	2059
2060	13,2	0,2	8,6	6895,7	98,0	0,314	156,9	14464	91,6	79,4	9004	49	4,6	2064
2061	11,7	0,2	8,3	6907,4	98,2	0,315	148,6	14613	92,2	77,8	9082	50	4,2	2068
2062	10,8	0,2	8,4	6918,2	98,3	0,315	145,6	14758	92,6	76,2	9158	50	3,9	2072
2063	10,0	0,1	8,5	6928,2	98,5	0,316	142,8	14901	93,0	74,6	9233	51	3,6	2075
2064	9,0	0,1	8,4	6937,2	98,6	0,316	140,0	15041	93,5	73,1	9306	51	3,3	2079
2065	8,4	0,1	8,5	6945,6	98,7	0,317	137,2	15178	93,9	71,6	9377	51	3,0	2082
2066	7,8	0,1	8,6	6953,4	98,8	0,317	134,6	15313	94,2	70,2	9448	51	2,8	2085
2067	7,2	0,1	8,8	6960,7	98,9	0,317	132,0	15445	94,5	68,9	9517	51	2,6	2087
2068	6,7	0,1	8,9	6967,4	99,0	0,318	129,7	15575	94,8	67,5	9584	51	2,4	2089
2069	6,1	0,1	9,0	6973,6	99,1	0,318	112,4	15687	94,5	66,2	9650	57	2,2	2092
2070	5,7	0,1	9,1	6979,3	99,2	0,318	110,0	15797	94,8	65,0	9715	58	2,0	2094
2071	5,3	0,1	9,3	6984,5	99,3	0,319	105,3	15902	95,0	63,7	9779	59	1,9	2096
2072	4,9	0,1	9,5	6989,4	99,3	0,319	103,2	16005	95,3	62,5	9842	59	1,7	2097
2073	4,5	0,1	9,8	6993,9	99,4	0,319	101,2	16107	95,5	61,4	9903	59	1,7	2099
2074	4,2	0,1	10,1	6998,2	99,5	0,319	99,2	16206	95,7	60,2	9963	59	1,6	2101
2075	3,9	0,1	10,4	7002,1	99,5	0,319	97,2	16303	96,0	59,1	10022	60	1,5	2102
2076	3,7	0,1	10,8	7005,8	99,6	0,319	95,3	16398	96,2	58,0	10080	60	1,4	2103
2077	3,4	0,0	11,3	7009,2	99,6	0,320	93,4	16492	96,4	57,0	10137	60	1,3	2105
2078	3,2	0,0	11,8	7012,3	99,7	0,320	91,6	16583	96,5	55,9	10193	60	1,2	2106
2079	2,9	0,0	12,4	7015,3	99,7	0,320	89,8	16673	96,7	54,9	10248	60	1,1	2107
2080	2,7	0,0	13,2	7018,0	99,7	0,320	88,1	16761	96,9	53,9	10302	60	1,0	2108
2081	2,5	0,0	14,2	7020,6	99,8	0,320	86,4	16848	97,0	53,0	10355	60	0,9	2109
2082	2,4	0,0	15,4	7022,9	99,8	0,320	84,7	16932	97,2	52,0	10407	61	0,9	2110
2083	2,2	0,0	16,9	7025,1	99,8	0,320	83,1	17015	97,3	51,1	10458	61	0,8	2111
2084	2,1	0,0	18,9	7027,2	99,9	0,320	81,5	17097	97,5	50,2	10508	61	0,7	2111
2085	1,9	0,0	21,7	7029,1	99,9	0,321	79,9	17177	97,6	49,4	10558	61	0,7	2112
2086	1,7	0,0	25,1	7030,8	99,9	0,321	77,2	17254	97,8	48,5	10606	62	0,6	2113
2087	1,5	0,0	29,7	7032,4	99,9	0,321	70,8	17325	97,8	47,7	10654	67	0,4	2113
2088	1,4	0,0	39,3	7033,8	100,0	0,321	69,4	17394	97,9	46,9	10701	67	0,4	2113
2089	1,3	0,0	60,3	7035,1	100,0	0,321	68,1	17462	98,0	46,1	10747	67	0,4	2114
2090	1,2	0,0	100	7036,4	100,0	0,321	66,8	17529	98,1	45,3	10792	67	0,3	2114
2091	1,2	0,0		7037,5	100,0	0,321	65,5	17594	98,2	44,6	10837	67	0,3	2114
2092	1,1	0,0		7038,6	100,0	0,321	64,3	17659	98,3	43,8	10881	68	0,3	2115
2093	1,0	0,0		7039,6	100,1	0,321	63,0	17722	98,4	43,1	10924	68	0,3	2115

2094	0,9	0,0		7040,5	100,1	0,321	61,8	17784	98,5	42,4	10966	68	0,3	2115
2095	0,9	0,0		7041,4	100,1	0,321	60,7	17844	98,6	41,7	11008	68	0,2	2115
2096	0,8	0,0		7042,2	100,1	0,321	59,5	17904	98,6	41,0	11049	68	0,2	2116
2097	0,8	0,0		7043,0	100,1	0,321	58,4	17962	98,7	40,4	11089	69	0,2	2116
2098	0,7	0,0		7043,7	100,1	0,321	57,3	18020	98,8	39,7	11129	69	0,2	2116
2099	0,7	0,0		7044,3	100,1	0,321	56,3	18076	98,8	39,1	11168	69	0,2	2116
2100	0,6	0,0		7044,9	100,1	0,321	55,2	18131	98,9	38,5	11206	69	0,2	2116

Таблица 5.3.2 – Месторождение Чинаревское. Характеристика основного фонда скважин. 1 вариант (рекомендуемый)

г.п.г.г.	Ввод скважин из бурения					Перевод скв. из другого объекта	Перевод доб.скв. в нагн фонд	Фонд скв. снач. разра-ботки	Экспл. бурение, тыс.м	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на конец года			Фонд нагн. скв. на конец года	Среднегодовой дебит на 1 скв.		Приемистость, ' м³/сут
	Всего	Добывающих	Бурение бок. ствола	Нагнетательных	Газовых					Всего	в т. ч. нагн.	Всего	механизиров.	газовых		нефти, т/сут	жидкости, т/сут	
2021	0	0	0	0	0	2	0	35	0	1	0	25	21	0	7	19,8	39,8	161,9
2022	0	0	0	0	0	3	0	37	0	1	0	27	25	0	7	17,4	36,1	125,9
2023	1	0	1	0	0	3	0	39	5	1	1	29	26	0	7	15,1	32,9	118,6
2024	1	0	1	0	0	1	0	41	5	0	0	30	31	0	7	13,4	31,1	115,6
2025	0	0	0	0	0	0	0	40	0	2	1	29	32	0	6	12,5	30,0	113,2
2026	1	0	1	0	0	1	0	41	10	1	0	30	33	0	6	12,1	29,7	90,8
2027	3	2	1	0	0	1	1	46	19	0	0	34	36	0	7	13,7	30,9	89,2
2028	2	1	1	0	0	0	0	48	14	0	0	36	36	0	7	12,5	28,1	88,4
2029	2	2	0	0	0	1	0	52	10	0	0	39	38	0	7	12,9	27,8	92,0
2030	0	0	0	0	0	0	0	52	0	0	0	39	38	0	7	11,3	25,0	90,8
2031	0	0	0	0	0	0	0	52	0	0	0	39	38	0	7	10,4	24,3	89,5
2032	0	0	0	0	0	1	0	52	0	0	0	40	39	0	7	9,4	23,3	88,6
2033	1	0	1	0	0	0	0	53	5	0	0	41	39	0	7	8,8	22,4	87,5
2034	0	0	0	0	0	0	0	53	0	0	0	41	39	0	7	8,2	21,7	85,9
2035	0	0	0	0	0	0	0	53	0	0	0	41	40	0	7	7,5	21,1	84,3
2036	0	0	0	0	0	0	0	53	0	0	0	41	40	0	7	6,9	20,5	82,9
2037	0	0	0	0	0	0	0	53	0	0	0	41	40	0	7	6,4	19,9	81,5
2038	0	0	0	0	0	1	0	52	0	0	0	41	39	0	7	6,0	19,5	80,2
2039	0	0	0	0	0	0	0	52	0	0	0	41	40	0	7	5,5	19,0	78,9
2040	0	0	0	0	0	1	0	53	0	0	0	42	41	0	7	5,1	18,3	77,6
2041	0	0	0	0	0	0	0	53	0	0	0	42	41	0	7	4,6	17,6	76,4
2042	0	0	0	0	0	0	0	53	0	0	0	42	41	0	7	4,2	17,1	75,3
2043	0	0	0	0	0	0	0	53	0	0	0	42	41	0	7	3,9	16,7	74,2
2044	0	0	0	0	0	0	0	53	0	0	0	42	41	0	7	3,6	16,3	73,1
2045	0	0	0	0	0	0	0	53	0	0	0	42	41	0	7	3,3	15,8	72,1
2046	0	0	0	0	0	0	0	53	0	0	0	42	41	0	7	3,0	15,5	71,1
2047	0	0	0	0	0	0	0	53	0	0	0	42	41	0	7	2,8	15,1	70,1
2048	0	0	0	0	0	0	0	53	0	0	0	42	41	0	7	2,6	14,7	69,1
2049	0	0	0	0	0	0	0	53	0	0	0	42	41	0	7	2,4	14,3	68,2
2050	0	0	0	0	0	0	0	53	0	0	0	42	41	0	7	2,2	14,0	67,3
2051	0	0	0	0	0	0	0	53	0	0	0	42	41	0	6	2,0	13,7	77,6
2052	0	0	0	0	0	0	0	53	0	0	0	42	42	0	6	1,8	13,3	76,6
2053	0	0	0	0	0	0	0	53	0	0	0	42	42	0	6	1,7	13,0	75,6
2054	0	0	0	0	0	0	0	50	0	0	0	40	40	0	6	1,6	13,0	74,7
2055	0	0	0	0	0	0	0	50	0	0	0	40	40	0	6	1,5	13,1	73,8
2056	0	0	0	0	0	0	0	49	0	0	0	40	40	0	6	1,4	12,8	72,9
2057	0	0	0	0	0	0	0	49	0	0	0	40	40	0	6	1,3	12,5	72,0
2058	0	0	0	0	0	0	0	49	0	0	0	40	40	0	6	1,2	12,2	71,2
2059	0	0	0	0	0	0	0	49	0	0	0	40	40	0	6	1,1	11,9	70,4
2060	0	0	0	0	0	0	0	49	0	0	0	40	40	0	6	1,0	11,7	69,5
2061	0	0	0	0	0	0	0	47	0	0	0	38	38	0	6	0,9	11,3	68,8
2062	0	0	0	0	0	0	0	47	0	0	0	38	38	0	6	0,8	11,4	68,0
2063	0	0	0	0	0	0	0	47	0	0	0	38	38	0	6	0,8	11,2	67,2
2064	0	0	0	0	0	0	0	46	0	1	0	36	36	0	6	0,7	11,3	66,4
2065	0	0	0	0	0	0	0	46	0	0	0	36	36	0	6	0,7	11,4	65,7
2066	0	0	0	0	0	0	0	46	0	0	0	36	36	0	6	0,6	11,1	65,0
2067	0	0	0	0	0	0	0	46	0	0	0	36	36	0	6	0,6	10,9	64,3
2068	0	0	0	0	0	0	0	46	0	0	0	36	36	0	6	0,6	10,7	63,6
2069	0	0	0	0	0	0	0	43	0	0	0	34	34	0	6	0,5	9,6	62,9
2070	0	0	0	0	0	0	0	43	0	0	0	34	34	0	6	0,5	9,6	62,3
2071	0	0	0	0	0	0	0	41	0	0	0	32	32	0	6	0,5	9,5	61,6
2072	0	0	0	0	0	0	0	41	0	0	0	32	32	0	5	0,5	9,6	73,2
2073	0	0	0	0	0	0	0	41	0	0	0	32	32	0	5	0,4	9,4	72,4
2074	0	0	0	0	0	0	0	41	0	0	0	32	32	0	5	0,4	9,2	71,6
2075	0	0	0	0	0	0	0	41	0	0	0	32	32	0	5	0,4	9,0	70,9
2076	0	0	0	0	0	0	0	41	0	0	0	32	32	0	5	0,3	8,9	70,2
2077	0	0	0	0	0	0	0	41	0	0	0	32	32	0	5	0,3	8,7	69,4
2078	0	0	0	0	0	0	0	41	0	0	0	32	32	0	5	0,3	8,5	68,7
2079	0	0	0	0	0	0	0	41	0	0	0	32	32	0	5	0,3	8,4	68,0
2080	0	0	0	0	0	0	0	41	0	0	0	32	32	0	5	0,3	8,2	67,3
2081	0	0	0	0	0	0	0	41	0	0	0	32	32	0	5	0,2	8,0	66,7
2082	0	0	0	0	0	0	0	41	0	0	0	32	32	0	5	0,2	7,9	66,0
2083	0	0	0	0	0	0	0	41	0	0	0	32	32	0	5	0,2	7,7	65,3
2084	0	0	0	0	0	0	0	41	0	0	0	32	32	0	5	0,2	7,6	64,7
2085	0	0	0	0	0	0	0	41	0	0	0	32	32	0	5	0,2	7,4	64,0
2086	0	0	0	0	0	0	0	37	0	0	0	29	29	0	5	0,2	7,5	63,4
2087	0	0	0	0	0	0	0	35	0	0	0	27	27	0	5	0,2	7,5	62,7
2088	0	0	0	0	0	0	0	35	0	0	0	27	27	0	5	0,2	7,7	63,1

2089	0	0	0	0	0	0	0	35	0	0	0	27	27	0	5	0,1	7,5	63,4
2090	0	0	0	0	0	0	0	35	0	0	0	27	27	0	5	0,1	7,4	63,8
2091	0	0	0	0	0	0	0	35	0	0	0	27	27	0	5	0,1	7,2	64,1
2092	0	0	0	0	0	0	0	35	0	0	0	27	27	0	5	0,1	7,1	64,4
2093	0	0	0	0	0	0	0	35	0	0	0	27	27	0	5	0,1	7,0	64,7
2094	0	0	0	0	0	0	0	35	0	0	0	27	27	0	5	0,1	6,8	65,0
2095	0	0	0	0	0	0	0	35	0	0	0	27	27	0	5	0,1	6,7	65,2
2096	0	0	0	0	0	0	0	35	0	0	0	27	27	0	5	0,1	6,6	65,5
2097	0	0	0	0	0	0	0	35	0	0	0	27	27	0	5	0,1	6,4	65,8
2098	0	0	0	0	0	0	0	35	0	0	0	27	27	0	5	0,1	6,3	66,0
2099	0	0	0	0	0	0	0	36	0	0	0	27	27	0	5	0,1	6,2	55,3
2100	0	0	0	0	0	0	0	38	0	0	0	27	27	0	5	0,1	6,1	48,2

Таблица 5.3.3 – Месторождение Чинаревское. Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. 2 вариант

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от утв. извл. зап, %		Накоп-ленная добыча нефти, тыс.т	Отбор от утв. извлек. запасов, %	Коэфф. нефтеиз-влечения, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т	Накоплен добыча жидкости, тыс.т	Обводнен. продукции, %	Закачка рабочих агентов, тыс.м ³		Компен. отбора закачкой, %	Добыча газа, млн.м ³	
		начальных	текущих							Годовая	Накоп-ленная		нефтя-ного	Накоп-ленная
2021	156,3	2,2	5,1	3954,9	56,2	0,180	314,0	4791	50,2	248,2	3905	63	32,3	1023
2022	151,6	2,2	4,9	4106,5	58,4	0,187	315,4	5106	51,9	225,2	4130	58	31,6	1055
2023	141,6	2,0	4,8	4248,1	60,4	0,194	312,9	5419	54,7	212,1	4342	55	40,9	1096
2024	132,7	1,9	4,8	4380,8	62,3	0,200	315,3	5735	57,9	206,7	4549	54	36,1	1132
2025	124,4	1,8	4,7	4505,2	64,0	0,205	307,5	6042	59,6	198,3	4747	54	33,0	1165
2026	120,0	1,7	4,7	4625,2	65,7	0,211	308,1	6350	61,1	139,2	4886	38	33,0	1198
2027	150,6	2,1	6,2	4775,8	67,9	0,218	353,4	6704	57,4	137,7	5024	32	65,7	1263
2028	149,7	2,1	6,6	4925,5	70,0	0,225	353,9	7057	57,7	135,9	5160	32	64,8	1328
2029	165,4	2,4	7,8	5090,9	72,4	0,232	377,2	7435	56,2	134,1	5294	29	64,7	1393
2030	154,7	2,2	8,0	5245,6	74,6	0,239	358,9	7793	56,9	132,3	5426	30	60,4	1453
2031	144,0	2,0	8,0	5389,6	76,6	0,246	352,2	8146	59,1	130,6	5557	31	55,7	1509
2032	134,0	1,9	8,1	5523,6	78,5	0,252	345,9	8492	61,3	128,9	5686	31	51,5	1560
2033	130,1	1,8	8,6	5653,7	80,4	0,258	345,6	8837	62,4	127,1	5813	31	48,3	1609
2034	121,1	1,7	8,8	5774,8	82,1	0,263	342,2	9179	64,6	124,9	5938	31	44,5	1653
2035	110,5	1,6	8,8	5885,4	83,6	0,268	336,4	9516	67,1	122,8	6061	31	40,7	1694
2036	100,9	1,4	8,8	5986,2	85,1	0,273	330,7	9847	69,5	120,8	6181	32	37,1	1731
2037	92,0	1,3	8,8	6078,3	86,4	0,277	325,3	10172	71,7	118,9	6300	32	33,9	1765
2038	85,7	1,2	8,9	6163,9	87,6	0,281	321,8	10494	73,4	117,0	6417	32	31,3	1796
2039	78,6	1,1	9,0	6242,5	88,7	0,285	317,2	10811	75,2	115,3	6533	32	28,6	1825
2040	72,8	1,0	9,2	6315,3	89,8	0,288	313,4	11124	76,8	113,6	6646	32	26,3	1851
2041	66,6	0,9	9,2	6381,9	90,7	0,291	308,8	11433	78,4	112,1	6758	33	24,1	1875
2042	60,7	0,9	9,3	6442,6	91,6	0,294	304,4	11738	80,1	110,5	6869	33	22,0	1897
2043	55,4	0,8	9,3	6498,0	92,4	0,296	299,9	12038	81,5	109,1	6978	33	20,1	1917
2044	50,5	0,7	9,4	6548,5	93,1	0,299	295,9	12333	82,9	107,7	7086	34	18,4	1936
2045	46,1	0,7	9,5	6594,6	93,7	0,301	292,0	12625	84,2	106,3	7192	34	16,8	1952
2046	42,1	0,6	9,5	6636,7	94,3	0,303	288,3	12914	85,4	105,0	7297	34	15,3	1968
2047	38,4	0,5	9,6	6675,1	94,9	0,304	284,6	13198	86,5	103,8	7401	34	14,0	1982
2048	35,1	0,5	9,7	6710,2	95,4	0,306	281,0	13479	87,5	102,6	7503	34	12,8	1995
2049	32,0	0,5	9,8	6742,2	95,8	0,307	277,5	13757	88,5	101,4	7605	35	11,7	2006
2050	29,3	0,4	10,0	6771,5	96,2	0,309	274,2	14031	89,3	100,3	7705	35	10,7	2017
2051	26,7	0,4	10,1	6798,2	96,6	0,310	271,0	14302	90,1	99,2	7804	35	9,8	2027
2052	24,4	0,3	10,3	6822,7	97,0	0,311	267,8	14570	90,9	98,1	7902	35	8,9	2036
2053	22,3	0,3	10,5	6845,0	97,3	0,312	264,8	14835	91,6	97,1	7999	35	8,2	2044
2054	19,6	0,3	10,3	6864,6	97,6	0,313	246,6	15081	92,0	96,1	8095	37	7,0	2051
2055	17,9	0,3	10,5	6882,6	97,8	0,314	243,9	15325	92,6	95,1	8190	38	6,4	2057
2056	16,4	0,2	10,7	6899,0	98,1	0,315	241,2	15566	93,2	94,1	8284	38	5,9	2063
2057	14,7	0,2	10,7	6913,7	98,3	0,315	238,5	15805	93,8	93,1	8378	38	5,3	2069
2058	13,5	0,2	11,0	6927,1	98,5	0,316	235,9	16041	94,3	92,2	8470	38	4,9	2073
2059	12,3	0,2	11,3	6939,4	98,6	0,316	233,4	16274	94,7	91,3	8561	38	4,5	2078
2060	11,3	0,2	11,7	6950,7	98,8	0,317	230,9	16505	95,1	90,5	8651	38	4,1	2082
2061	9,7	0,1	11,4	6960,5	98,9	0,317	223,6	16728	95,6	89,6	8741	39	3,7	2086
2062	8,9	0,1	11,8	6969,4	99,1	0,318	221,6	16950	96,0	88,8	8830	39	3,4	2089
2063	8,2	0,1	12,3	6977,6	99,2	0,318	219,6	17170	96,3	88,0	8918	39	3,1	2092
2064	7,5	0,1	12,9	6985,1	99,3	0,319	217,6	17387	96,5	87,2	9005	39	2,8	2095
2065	6,9	0,1	13,6	6992,0	99,4	0,319	215,6	17603	96,8	86,4	9091	39	2,6	2098
2066	6,3	0,1	14,4	6998,4	99,5	0,319	213,7	17817	97,0	85,6	9177	39	2,4	2100
2067	5,8	0,1	15,4	7004,2	99,5	0,319	211,9	18028	97,3	84,8	9262	40	2,2	2102
2068	5,3	0,1	16,8	7009,5	99,6	0,320	210,0	18238	97,5	84,1	9346	40	2,0	2104
2069	4,8	0,1	18,1	7014,3	99,7	0,320	206,9	18445	97,7	83,4	9429	40	1,8	2106
2070	4,4	0,1	20,2	7018,7	99,8	0,320	205,1	18650	97,9	82,6	9512	40	1,7	2108
2071	4,0	0,1	23,0	7022,7	99,8	0,320	202,4	18853	98,0	81,9	9594	40	1,5	2109
2072	3,7	0,1	27,4	7026,3	99,9	0,320	200,7	19053	98,2	81,2	9675	40	1,4	2111
2073	3,4	0,0	34,7	7029,7	99,9	0,321	199,1	19253	98,3	80,5	9755	40	1,3	2112
2074	3,1	0,0	48,9	7032,8	100,0	0,321	197,5	19450	98,4	79,8	9835	40	1,2	2113
2075	2,8	0,0	87,8	7035,6	100,0	0,321	195,9	19646	98,6	79,2	9914	40	1,1	2114
2076	2,6	0,0	100	7038,2	100,0	0,321	194,3	19840	98,7	78,5	9993	40	1,0	2115
2077	2,4	0,0		7040,6	100,1	0,321	192,7	20033	98,8	77,8	10071	40	0,9	2116
2078	2,2	0,0		7042,8	100,1	0,321	191,1	20224	98,8	77,2	10148	40	0,9	2117
2079	2,0	0,0		7044,8	100,1	0,321	189,6	20414	98,9	76,5	10224	40	0,8	2118
2080	1,9	0,0		7046,7	100,2	0,321	188,1	20602	99,0	75,9	10300	40	0,7	2119
2081	1,4	0,0		7048,1	100,2	0,321	156,6	20758	99,1	75,3	10376	48	0,5	2119
2082	1,3	0,0		7049,4	100,2	0,321	155,3	20914	99,2	74,6	10450	48	0,5	2120
2083	1,2	0,0		7050,6	100,2	0,322	154,0	21068	99,2	74,0	10524	48	0,4	2120
2084	1,1	0,0		7051,7	100,2	0,322	152,7	21220	99,3	73,4	10598	48	0,4	2120
2085	1,0	0,0		7052,7	100,2	0,322	151,5	21372	99,3	72,8	10670	48	0,4	2121
2086	0,9	0,0		7053,6	100,2	0,322	149,0	21521	99,4	72,2	10743	48	0,3	2121
2087	0,7	0,0		7054,3	100,3	0,322	142,9	21664	99,5	71,6	10814	50	0,2	2121
2088	0,7	0,0		7055,0	100,3	0,322	141,7	21805	99,5	72,4	10887	51	0,1	2121
2089	0,6	0,0		7055,6	100,3	0,322	140,6	21946	99,6	73,3	10960	52	0,1	2122

Таблица 5.3.4 – Месторождение Чинаревское. Характеристика основного фонда скважин. 2 вариант

г.по.г	Ввод скважин из бурения					Перевод скв. из другого объекта	Перевод доб.скв. в нагн фонд	Фонд скв. нач. разработки	Экспл. бурение, тыс.м	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на конец года			Фонд нагн. скв. на конец года	Среднегодовой дебит на 1 скв.		Приемистость, м³/сут
	Всего	Добывающих	Бурение бок. ствола	Нагнетательных	Газовых					Всего	в т. ч. нагн.	Всего	механизиров.	газовых		нефти, т/сут	жидкости, т/сут	
2021	0	0	0	0	0	2	0	35	0	1	0	25	21	0	7	19,0	38,2	161,9
2022	0	0	0	0	0	3	0	37	0	1	0	27	25	0	7	17,4	36,1	125,9
2023	1	0	1	0	0	3	0	39	5	1	1	29	26	0	7	15,1	33,3	118,6
2024	1	0	1	0	0	1	0	41	5	0	0	31	31	0	7	13,2	31,3	115,6
2025	0	0	0	0	0	0	0	40	0	2	1	29	32	0	6	12,3	30,5	113,2
2026	1	0	1	0	0	1	0	41	10	1	0	30	33	0	6	12,1	31,1	90,8
2027	4	2	2	0	0	1	0	47	19	0	0	35	36	0	6	13,8	32,4	89,8
2028	2	2	0	0	0	0	0	49	10	0	0	37	36	0	6	12,4	29,3	73,0
2029	2	2	0	0	0	1	0	53	10	0	0	40	38	0	6	12,8	29,2	72,0
2030	1	1	0	0	0	0	0	54	5	0	0	41	39	0	6	11,4	26,4	71,1
2031	1	1	0	0	0	0	0	55	5	0	0	42	40	0	6	10,3	25,3	70,1
2032	1	1	0	0	0	1	0	56	5	0	0	44	42	0	6	9,3	24,0	69,2
2033	2	1	0	0	0	0	0	58	10	0	0	46	42	0	6	8,6	22,9	68,3
2034	0	0	0	0	0	0	0	58	0	0	0	46	43	0	6	7,8	22,2	67,1
2035	0	0	0	0	0	0	0	58	0	0	0	46	44	0	6	7,2	21,8	66,0
2036	0	0	0	0	0	0	0	58	0	0	0	46	44	0	6	6,5	21,4	64,9
2037	0	0	0	0	0	0	0	58	0	0	0	46	44	0	6	6,0	21,1	63,9
2038	0	0	0	0	0	1	0	57	0	0	0	46	43	0	6	5,5	20,8	62,9
2039	0	0	0	0	0	0	0	57	0	0	0	46	44	0	6	5,1	20,5	61,9
2040	0	0	0	0	0	1	0	58	0	0	0	47	45	0	6	4,7	20,1	61,0
2041	0	0	0	0	0	0	0	58	0	0	0	47	45	0	6	4,2	19,6	60,2
2042	0	0	0	0	0	0	0	58	0	0	0	47	45	0	6	3,8	19,3	59,4
2043	0	0	0	0	0	0	0	58	0	0	0	47	45	0	6	3,5	19,0	58,6
2044	0	0	0	0	0	0	0	58	0	0	0	47	45	0	6	3,2	18,7	57,8
2045	0	0	0	0	0	0	0	58	0	0	0	47	45	0	6	2,9	18,5	57,1
2046	0	0	0	0	0	0	0	58	0	0	0	47	45	0	6	2,7	18,3	56,4
2047	0	0	0	0	0	0	0	58	0	0	0	47	45	0	6	2,4	18,0	55,7
2048	0	0	0	0	0	0	0	58	0	0	0	47	45	0	6	2,2	17,8	55,1
2049	0	0	0	0	0	0	0	58	0	0	0	47	45	0	6	2,0	17,6	54,5
2050	0	0	0	0	0	0	0	58	0	0	0	47	45	0	5	1,9	17,4	64,6
2051	0	0	0	0	0	0	0	58	0	0	0	47	45	0	5	1,7	17,2	63,9
2052	0	0	0	0	0	0	0	58	0	0	0	47	45	0	5	1,5	17,0	63,2
2053	0	0	0	0	0	0	0	58	0	0	0	47	45	0	5	1,4	16,8	62,6
2054	0	0	0	0	0	0	0	55	0	0	0	45	43	0	5	1,3	16,0	61,9
2055	0	0	0	0	0	0	0	55	0	0	0	45	43	0	5	1,2	16,1	61,3
2056	0	0	0	0	0	0	0	54	0	0	0	45	43	0	5	1,1	16,0	60,7
2057	0	0	0	0	0	0	0	53	0	1	0	44	43	0	5	1,0	16,0	60,0
2058	0	0	0	0	0	0	0	53	0	0	0	44	43	0	5	0,9	16,0	59,4
2059	0	0	0	0	0	0	0	53	0	0	0	44	43	0	5	0,8	15,8	58,9
2060	0	0	0	0	0	0	0	53	0	0	0	44	43	0	5	0,8	15,6	58,3
2061	0	0	0	0	0	0	0	51	0	0	0	42	41	0	5	0,7	15,5	57,8
2062	0	0	0	0	0	0	0	51	0	0	0	42	41	0	5	0,6	15,7	57,2
2063	0	0	0	0	0	0	0	51	0	0	0	42	41	0	5	0,6	15,6	56,7
2064	0	0	0	0	0	0	0	51	0	0	0	41	40	0	5	0,5	15,6	56,2
2065	0	0	0	0	0	0	0	51	0	0	0	41	40	0	5	0,5	15,7	55,7
2066	0	0	0	0	0	0	0	51	0	0	0	41	40	0	5	0,5	15,5	55,2
2067	0	0	0	0	0	0	0	51	0	0	0	41	40	0	5	0,4	15,4	54,7
2068	0	0	0	0	0	0	0	51	0	0	0	41	40	0	5	0,4	15,3	54,2
2069	0	0	0	0	0	0	0	48	0	0	0	39	38	0	5	0,4	15,4	53,7
2070	0	0	0	0	0	0	0	48	0	0	0	39	38	0	5	0,3	15,7	53,3
2071	0	0	0	0	0	0	0	46	0	0	0	37	36	0	5	0,3	15,9	52,8
2072	0	0	0	0	0	0	0	46	0	0	0	37	36	0	4	0,3	16,2	65,4
2073	0	0	0	0	0	0	0	46	0	0	0	37	36	0	4	0,3	16,0	64,9
2074	0	0	0	0	0	0	0	46	0	0	0	37	36	0	4	0,2	15,9	64,3
2075	0	0	0	0	0	0	0	46	0	0	0	37	36	0	4	0,2	15,8	63,8
2076	0	0	0	0	0	0	0	46	0	0	0	37	36	0	4	0,2	15,6	63,2
2077	0	0	0	0	0	0	0	46	0	0	0	37	36	0	4	0,2	15,5	
2078	0	0	0	0	0	0	0	46	0	0	0	37	36	0	4	0,2	15,4	
2079	0	0	0	0	0	0	0	46	0	0	0	37	36	0	4	0,2	15,3	
2080	0	0	0	0	0	0	0	46	0	0	0	37	36	0	4	0,1	15,1	
2081	0	0	0	0	0	0	0	40	0	0	0	32	31	0	4	0,1	13,5	
2082	0	0	0	0	0	0	0	40	0	0	0	32	31	0	4	0,1	14,5	
2083	0	0	0	0	0	0	0	40	0	0	0	32	31	0	4	0,1	14,3	
2084	0	0	0	0	0	0	0	40	0	0	0	32	31	0	4	0,1	14,2	
2085	0	0	0	0	0	0	0	40	0	0	0	32	31	0	4	0,1	14,1	
2086	0	0	0	0	0	0	0	36	0	0	0	29	28	0	4	0,1	14,5	
2087	0	0	0	0	0	0	0	34	0	0	0	27	26	0	4	0,1	15,2	
2088	0	0	0	0	0	0	0	34	0	0	0	27	26	0	4	0,1	15,6	
2089	0	0	0	0	0	0	0	34	0	0	0	27	26	0	4	0,1	15,5	

Таблица 5.3.5 – Месторождение Чинаревское. Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. 3 вариант

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от утв. извл. зап, %		Накоп-ленная добыча нефти, тыс.т	Отбор от утв. извлек. запасов, %	Коэфф. нефтеиз-влечения, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т	Накоплен добыча жидкости, тыс.т	Обводнен. продукции, %	Закачка рабочих агентов, тыс.м3		Компен. отбора закачкой, %	Добыча газа, млн.м ³	
		начальных	текущих							Годовая	Накоп-ленная		нефтя-ного	Накоп-ленная
2021	156,3	2,2	5,1	3954,9	56,2	0,180	314,0	4784	50,2	248,2	3925	63	32,3	1019
2022	151,6	2,2	4,9	4106,5	58,4	0,187	315,4	5100	51,9	225,2	4150	58	31,6	1050
2023	141,6	2,0	4,8	4248,1	60,4	0,194	312,9	5413	54,7	212,1	4362	55	40,9	1091
2024	135,9	1,9	4,9	4384,0	62,3	0,200	331,5	5744	59,0	206,7	4569	52	36,8	1128
2025	129,6	1,8	4,9	4513,6	64,2	0,206	333,5	6078	61,1	213,7	4783	54	33,9	1162
2026	125,2	1,8	5,0	4638,8	65,9	0,212	333,1	6411	62,4	168,4	4951	43	33,9	1196
2027	157,1	2,2	6,6	4795,9	68,2	0,219	391,1	6802	59,8	174,3	5125	37	67,0	1263
2028	168,2	2,4	7,5	4964,1	70,6	0,226	409,1	7211	58,9	172,5	5298	35	81,3	1344
2029	199,6	2,8	9,6	5163,7	73,4	0,235	456,9	7668	56,3	220,6	5518	40	85,8	1430
2030	204,0	2,9	10,9	5367,7	76,3	0,245	455,2	8123	55,2	232,3	5751	42	85,1	1515
2031	179,0	2,5	10,7	5546,7	78,8	0,253	454,9	8578	60,7	230,7	5981	42	73,3	1588
2032	155,5	2,2	10,4	5702,2	81,0	0,260	455,6	9034	65,9	230,1	6211	43	62,3	1650
2033	147,8	2,1	11,1	5849,9	83,1	0,267	462,7	9496	68,1	233,6	6445	44	57,0	1707
2034	135,6	1,9	11,4	5985,5	85,1	0,273	467,2	9963	71,0	234,4	6680	44	51,3	1759
2035	122,4	1,7	11,6	6107,9	86,8	0,279	469,6	10433	73,9	235,4	6915	44	45,9	1805
2036	110,4	1,6	11,9	6218,3	88,4	0,284	472,4	10905	76,6	237,4	7152	45	41,1	1846
2037	99,6	1,4	12,2	6317,9	89,8	0,288	476,0	11381	79,1	239,4	7392	46	36,8	1883
2038	91,6	1,3	12,8	6409,5	91,1	0,292	481,8	11863	81,0	241,7	7633	46	33,3	1916
2039	83,2	1,2	13,3	6492,7	92,3	0,296	486,8	12350	82,9	244,4	7878	46	29,9	1946
2040	76,3	1,1	14,0	6569,0	93,4	0,300	493,1	12843	84,5	247,5	8125	47	26,9	1973
2041	69,1	1,0	14,8	6638,1	94,3	0,303	498,9	13342	86,1	250,8	8376	47	24,2	1997
2042	62,5	0,9	15,7	6700,6	95,2	0,306	505,3	13847	87,6	254,4	8630	47	21,7	2019
2043	52,2	0,7	15,5	6752,7	96,0	0,308	490,4	14338	89,4	258,2	8889	50	19,0	2038
2044	47,3	0,7	16,7	6800,0	96,6	0,310	499,5	14837	90,5	262,4	9151	50	17,0	2055
2045	42,9	0,6	18,2	6842,9	97,3	0,312	509,0	15346	91,6	266,8	9418	50	15,3	2070
2046	39,0	0,6	20,2	6881,9	97,8	0,314	518,9	15865	92,5	271,4	9689	50	13,8	2084
2047	35,4	0,5	23,0	6917,3	98,3	0,315	529,2	16394	93,3	276,3	9965	51	12,4	2096
2048	32,1	0,5	27,1	6949,4	98,8	0,317	539,7	16934	94,0	281,5	10247	51	11,1	2107
2049	29,2	0,4	33,7	6978,6	99,2	0,318	550,8	17485	94,7	286,9	10534	51	10,0	2117
2050	25,1	0,4	43,6	7003,6	99,5	0,319	548,5	18033	95,4	292,5	10826	52	6,1	2123
2051	22,8	0,3	70,5	7026,5	99,9	0,320	560,9	18594	95,9	298,4	11125	52	5,5	2129
2052	20,8	0,3	100	7047,2	100,2	0,321	573,8	19168	96,4	304,6	11429	52	5,0	2134
2053	18,9	0,3		7066,2	100,4	0,322	587,1	19755	96,8	311,0	11740	52	4,5	2138
2054	16,4	0,2		7082,5	100,7	0,323	579,1	20334	97,2	317,6	12058	54	3,6	2142
2055	14,9	0,2		7097,5	100,9	0,324	593,3	20927	97,5	324,5	12382	54	3,3	2145
2056	12,1	0,2		7109,6	101,0	0,324	591,4	21519	97,9	331,6	12714	56	2,7	2148
2057	11,1	0,2		7120,7	101,2	0,325	607,0	22126	98,2	339,0	13053	55	2,5	2150
2058	9,4	0,1		7130,1	101,3	0,325	558,1	22684	98,3	281,4	13334	50	1,9	2152
2059	8,6	0,1		7138,7	101,5	0,326	574,9	23259	98,5	289,6	13624	50	1,8	2154
2060	7,9	0,1		7146,7	101,6	0,326	592,1	23851	98,7	298,1	13922	50	1,6	2156
2061	7,3	0,1		7154,0	101,7	0,326	609,9	24461	98,8	306,8	14229	50	1,5	2157
2062	6,7	0,1		7160,7	101,8	0,327	628,2	25089	98,9	315,8	14545	50	1,4	2159
2063	6,2	0,1		7166,9	101,9	0,327	647,0	25736	99,0	325,1	14870	50	1,3	2160
2064	5,7	0,1		7172,6	101,9	0,327	666,4	26403	99,1	334,6	15204	50	1,2	2161
2065	5,2	0,1		7177,8	102,0	0,327	686,4	27089	99,2	344,5	15549	50	1,1	2162
2066	4,8	0,1		7182,6	102,1	0,328	707,0	27796	99,3	354,7	15904	50	1,0	2163
2067	4,4	0,1		7187,0	102,1	0,328	728,2	28524	99,4	365,2	16269	50	0,9	2164
2068	4,1	0,1		7191,1	102,2	0,328	750,1	29274	99,5	376,1	16645	50	0,8	2165
2069	3,8	0,1		7194,9	102,3	0,328	772,6	30047	99,5	387,2	17032	50	0,8	2166
2070	3,5	0,0		7198,3	102,3	0,328	795,8	30843	99,6	398,8	17431	50	0,7	2166
2071	3,2	0,0		7201,5	102,4	0,328	819,6	31662	99,6	410,6	17841	50	0,7	2167
2072	2,9	0,0		7204,4	102,4	0,329	844,2	32507	99,7	422,8	18264	50	0,6	2168
2073	2,7	0,0		7207,1	102,4	0,329	869,6	33376	99,7	435,5	18700	50	0,6	2168
2074	2,5	0,0		7209,6	102,5	0,329	895,7	34272	99,7	448,4	19148	50	0,5	2169
2075	2,3	0,0		7211,8	102,5	0,329	922,5	35194	99,8	461,8	19610	50	0,5	2169
2076	2,1	0,0		7213,9	102,5	0,329	950,2	36145	99,8	475,6	20086	50	0,4	2170

Таблица 5.3.6 – Месторождение Чинаревское. Характеристика основного фонда скважин. 3 вариант

гггг.д	Ввод скважин из бурения					Перевод скв. из другого объекта	Перевод доб.скв. в нагн фонд	Фонд скв. снач. разработки	Экспл. бурение, тыс.м	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на конец года			Фонд нагн. скв. на конец года	Среднегодовой дебит на 1 скв.		Приемистость, ¹ м³/сут
	Всего	Добывающих	Бурение бок. ствола	Начетательных	Газовых					Всего	в т. ч. нагн.	Всего	механизиров.	газовых		нефти, т/сут	жидкости, т/сут	
2021	0	0	0	0	0	2	0	35	0	1	0	25	23	0	7	19,0	38,2	161,9
2022	0	0	0	0	0	3	0	37	0	1	0	27	25	0	7	17,4	36,1	125,9
2023	1	0	1	0	0	3	0	39	5	1	1	29	26	0	7	15,1	33,3	118,6
2024	2	1	1	0	0	1	0	42	10	0	0	32	31	0	7	13,3	32,4	115,6
2025	1	0	1	0	0	0	0	42	5	1	1	31	34	0	6	12,3	31,5	113,2
2026	1	0	1	0	0	1	0	43	5	1	0	32	34	0	6	11,8	31,5	90,8
2027	5	3	2	0	0	1	1	49	24	0	0	38	38	0	7	13,4	33,3	92,2
2028	7	6	1	0	0	0	1	56	35	0	0	43	40	0	9	12,4	30,1	68,5
2029	5	4	0	1	0	2	1	63	25	0	0	48	45	0	10	13,1	29,9	67,2
2030	4	4	0	0	0	0	0	67	20	0	0	52	48	0	10	12,1	27,1	70,5
2031	3	3	0	0	0	0	0	70	15	0	0	55	52	0	10	10,0	25,3	70,3
2032	2	2	0	0	0	0	0	72	10	0	0	57	54	1	10	8,3	24,2	70,2
2033	2	1	1	0	0	0	0	74	10	0	0	59	55	2	10	7,6	23,8	71,4
2034	0	0	0	0	0	0	0	74	0	0	0	59	55	3	10	6,8	23,6	71,7
2035	0	0	0	0	0	0	0	74	0	0	0	59	56	4	10	6,2	23,7	72,1
2036	0	0	0	0	0	0	0	74	0	0	0	59	56	5	10	5,6	23,8	72,8
2037	0	0	0	0	0	0	0	74	0	0	0	59	56	6	10	5,0	24,0	73,5
2038	0	0	0	0	0	1	0	75	0	0	0	60	56	7	10	4,6	24,1	74,3
2039	0	0	0	0	0	0	0	75	0	0	0	60	57	8	10	4,1	24,2	75,2
2040	0	0	0	0	0	1	0	76	0	0	0	61	58	9	10	3,8	24,3	76,2
2041	0	0	0	0	0	0	0	76	0	0	0	61	58	10	10	3,4	24,4	77,3
2042	0	0	0	0	0	0	0	76	0	0	0	61	58	11	10	3,0	24,7	78,5
2043	0	0	0	0	0	0	0	67	0	0	0	54	51	12	10	2,7	25,4	79,8
2044	0	0	0	0	0	0	0	67	0	0	0	54	51	13	10	2,6	27,5	81,2
2045	0	0	0	0	0	0	0	67	0	0	0	54	51	14	10	2,4	28,1	82,6
2046	0	0	0	0	0	0	0	67	0	0	0	54	51	15	10	2,1	28,6	84,1
2047	0	0	0	0	0	0	0	67	0	0	0	54	51	16	10	2,0	29,2	85,7
2048	0	0	0	0	0	0	0	67	0	0	0	54	51	17	10	1,8	29,8	87,4
2049	0	0	0	0	0	0	0	67	0	0	0	54	51	18	10	1,6	30,4	89,2
2050	0	0	0	0	0	0	0	64	0	0	0	51	48	19	8	1,4	31,1	113,8
2051	0	0	0	0	0	0	0	64	0	0	0	51	48	20	8	1,3	32,8	116,2
2052	0	0	0	0	0	0	0	64	0	0	0	51	46	21	8	1,2	33,5	118,7
2053	0	0	0	0	0	0	0	60	0	0	0	51	46	22	8	1,1	34,3	121,3
2054	0	0	0	0	0	0	0	60	0	0	0	48	46	23	8	1,0	34,8	123,9
2055	0	0	0	0	0	0	0	60	0	0	0	48	46	24	8	0,9	36,8	126,7
2056	0	0	0	0	0	0	0	51	0	0	0	40	39	25	8	0,8	40,0	129,6
2057	0	0	0	0	0	0	0	51	0	0	0	40	39	26	8	0,8	45,2	132,6
2058	0	0	0	0	0	0	0	41	0	0	0	32	32	27	6	0,8	46,2	151,2
2059	0	0	0	0	0	0	0	41	0	0	0	32	32	28	6	0,8	53,5	155,6
2060	0	0	0	0	0	0	0	41	0	0	0	32	32	29	6	0,7	55,1	160,1
2061	0	0	0	0	0	0	0	41	0	0	0	32	32	30	6	0,7	56,8	164,8
2062	0	0	0	0	0	0	0	41	0	0	0	32	32	31	6	0,6	58,5	169,6
2063	0	0	0	0	0	0	0	41	0	0	0	32	32	0	6	0,6	60,2	174,6
2064	0	0	0	0	0	0	0	41	0	0	0	32	32	0	6	0,5	62,0	179,8
2065	0	0	0	0	0	0	0	41	0	0	0	32	32	0	6	0,5	63,9	185,1
2066	0	0	0	0	0	0	0	41	0	0	0	32	32	0	6	0,4	65,8	190,6
2067	0	0	0	0	0	0	0	41	0	0	0	32	32	0	6	0,4	67,8	196,2
2068	0	0	0	0	0	0	0	41	0	0	0	32	32	0	6	0,4	69,8	202,0
2069	0	0	0	0	0	0	0	41	0	0	0	32	32	0	6	0,3	71,9	208,0
2070	0	0	0	0	0	0	0	41	0	0	0	32	32	0	6	0,3	74,1	214,2
2071	0	0	0	0	0	0	0	41	0	0	0	32	32	0	6	0,3	76,3	220,6
2072	0	0	0	0	0	0	0	41	0	0	0	32	32	0	5	0,3	78,6	272,6
2073	0	0	0	0	1	0	0	41	0	0	0	32	32	1	5	0,3	80,9	280,7
2074	0	0	0	0	2	0	0	41	0	0	0	32	32	2	5	0,2	83,4	289,1
2075	0	0	0	0	3	0	0	41	0	0	0	32	32	3	5	0,2	85,9	297,7
2076	0	0	0	0	4	0	0	41	0	0	0	32	32	4	5	0,2	88,4	306,6

Таблица 5.3.7 – Месторождение Чинаревское. Характеристика основных показателей и основного фонда скважин. 1 вариант (рекомендуемый)

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.	Бурение боковых стволов, ед.	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин, ед.	Фонд добывающих скважин на конец периода, ед.	Вывод из бездействия, ед.	Перевод скв. из одного объекта в другой, ед.	Добыча газа, млн.м ³	Накопленная добыча газа, млн.м ³	КИГ, д.ед.	Добыча конденсата, тыс.т	Накопленная добыча конденсата, тыс.т	Добыча жидкости, тыс.т	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	КИК, д.ед.	Обводненность, %	КГФ	Дебит 1 скв. по газу, тыс.м ³ /сут	Дебит 1 скв. по конденсату, т/сут	Дебит 1 скв. по жидкости, т/сут
2021	0	0	56	263	0	38	1	1	504,8	10129,5	0,296	171,9	4398,8	253,1	5870,7	0,210	32,1	340,5	44,9	15,3	22,5
2022	0	0	58	269	1	39	1	2	464,2	10593,7	0,309	154,8	4553,6	221,9	6092,6	0,218	30,2	333,6	40,3	13,4	19,2
2023	0	1	58	269	1	37	0	1	409,9	11003,6	0,321	133,2	4686,8	183,9	6276,5	0,224	27,6	324,9	37,9	12,3	17,0
2024	0	3	63	294	1	39	0	1	377,3	11381,0	0,332	121,0	4807,9	159,9	6436,4	0,230	24,3	320,8	33,9	10,9	14,4
2025	0	2	64	299	3	37	0	0	355,9	11736,8	0,343	114,9	4922,7	149,1	6585,5	0,235	23,0	322,8	33,3	10,8	14,0
2026	1	1	65	303	0	38	0	0	342,9	12079,7	0,353	103,0	5025,8	133,3	6718,8	0,240	22,7	300,5	30,9	9,3	12,0
2027	5	0	70	328	0	43	0	0	359,5	12439,3	0,363	106,5	5132,3	131,4	6850,1	0,245	18,9	296,3	29,8	8,8	10,9
2028	2	0	72	338	0	45	0	0	351,3	12790,5	0,373	95,7	5228,0	118,9	6969,0	0,250	19,5	272,4	26,9	7,3	9,1
2029	0	0	72	338	0	45	0	0	333,5	13124,0	0,383	86,1	5314,1	107,9	7076,9	0,254	20,1	258,2	25,1	6,5	8,1
2030	0	0	72	338	0	45	0	0	317,0	13441,1	0,392	79,2	5393,4	99,6	7176,5	0,258	20,4	249,9	23,8	6,0	7,5
2031	0	0	72	338	0	45	0	0	302,9	13744,0	0,401	74,2	5467,6	93,3	7269,7	0,261	20,4	245,1	22,8	5,6	7,0
2032	0	0	72	338	0	45	0	0	291,3	14035,3	0,410	69,7	5537,3	87,5	7357,2	0,265	20,3	239,4	21,9	5,2	6,6
2033	0	0	72	338	0	45	0	0	278,8	14314,1	0,418	65,8	5603,2	82,5	7439,7	0,268	20,2	236,2	21,0	4,9	6,2
2034	0	0	72	338	0	45	0	0	269,5	14583,6	0,426	62,3	5665,4	77,8	7517,6	0,271	20,0	231,1	20,3	4,7	5,9
2035	0	0	72	338	0	45	0	0	259,8	14843,4	0,433	59,2	5724,6	73,8	7591,3	0,273	19,7	227,9	19,5	4,4	5,5
2036	0	0	72	338	0	44	0	0	246,6	15090,0	0,441	56,2	5780,8	69,8	7661,1	0,276	19,5	227,9	19,0	4,3	5,4
2037	0	0	72	338	0	44	0	0	237,4	15327,4	0,447	53,5	5834,4	66,3	7727,4	0,279	19,2	225,5	18,2	4,1	5,1
2038	0	0	72	338	0	44	0	0	229,7	15557,1	0,454	51,1	5885,4	63,0	7790,4	0,281	18,9	222,4	17,7	3,9	4,8
2039	0	0	72	338	0	44	0	0	219,8	15777,0	0,461	48,8	5934,3	60,0	7850,4	0,284	18,6	222,2	16,9	3,8	4,6
2040	0	0	72	338	0	42	0	0	210,5	15987,5	0,467	46,1	5980,4	56,5	7906,9	0,286	18,4	218,9	17,0	3,7	4,5
2041	0	0	72	338	0	42	0	0	205,0	16192,5	0,473	43,4	6023,7	53,1	7959,9	0,288	18,3	211,4	16,5	3,5	4,3
2042	0	0	72	338	0	42	0	0	198,7	16391,2	0,479	40,8	6064,5	49,9	8009,8	0,290	18,2	205,3	16,0	3,3	4,0
2043	0	0	72	338	0	42	0	0	192,5	16583,7	0,484	38,4	6102,9	46,9	8056,7	0,292	18,2	199,3	15,5	3,1	3,8
2044	0	0	72	338	0	42	0	0	187,0	16770,7	0,490	36,0	6138,9	44,0	8100,7	0,293	18,1	192,7	15,1	2,9	3,5
2045	0	0	72	338	0	42	0	0	181,7	16952,4	0,495	33,8	6172,7	41,2	8141,9	0,295	18,0	186,1	14,6	2,7	3,3
2046	0	0	72	338	0	42	0	0	177,1	17129,4	0,500	31,7	6204,4	38,7	8180,6	0,296	18,0	179,1	14,3	2,6	3,1
2047	0	0	72	338	0	42	0	0	172,2	17301,6	0,505	29,7	6234,1	36,2	8216,7	0,298	17,9	172,3	13,9	2,4	2,9
2048	0	0	72	338	0	42	0	0	167,5	17469,1	0,510	27,8	6261,9	33,8	8250,6	0,299	17,9	165,8	13,5	2,2	2,7
2049	0	0	72	338	0	40	0	0	159,4	17628,5	0,515	26,4	6288,3	32,1	8282,7	0,300	17,6	166,0	13,5	2,2	2,7
2050	0	0	72	338	0	40	0	0	155,1	17783,6	0,519	25,2	6313,5	30,5	8313,2	0,302	17,3	162,6	13,1	2,1	2,6
2051	0	0	72	338	0	38	0	0	148,2	17931,8	0,523	23,8	6337,4	28,8	8342,0	0,303	17,2	160,7	13,2	2,1	2,6
2052	0	0	72	338	0	37	0	0	143,5	18075,3	0,528	22,6	6359,9	27,2	8369,2	0,304	17,0	157,3	13,1	2,1	2,5
2053	0	0	72	338	0	37	0	0	140,5	18215,8	0,532	21,4	6381,3	25,7	8394,9	0,305	16,8	152,3	12,8	2,0	2,4
2054	0	0	72	338	0	37	0	0	137,1	18352,9	0,536	20,3	6401,6	24,3	8419,2	0,306	16,6	148,1	12,5	1,9	2,2
2055	0	0	72	338	0	37	0	0	134,1	18487,0	0,540	19,2	6420,8	23,0	8442,2	0,307	16,4	143,3	12,3	1,8	2,1
2056	0	0	72	338	0	37	0	0	131,2	18618,1	0,544	18,2	6439,0	21,7	8463,9	0,308	16,2	138,7	12,0	1,7	2,0
2057	0	0	72	338	0	37	0	0	128,3	18746,5	0,547	17,4	6456,4	20,7	8484,6	0,308	15,9	135,6	11,7	1,6	1,9
2058	0	0	72	338	0	37	0	0	125,5	18872,0	0,551	16,7	6473,1	19,7	8504,3	0,309	15,5	132,8	11,5	1,5	1,8
2059	0	0	72	338	0	37	0	0	122,9	18994,9	0,555	16,0	6489,1	18,8	8523,1	0,310	15,2	130,0	11,2	1,5	1,7
2060	0	0	72	338	0	37	0	0	120,2	19115,1	0,558	15,3	6504,4	18,0	8541,1	0,311	14,8	127,3	11,0	1,4	1,6
2061	0	0	72	338	0	37	0	0	117,7	19232,8	0,561	14,7	6519,1	17,2	8558,3	0,311	14,5	124,7	10,8	1,3	1,6
2062	0	0	72	338	0	37	0	0	115,2	19348,0	0,565	14,1	6533,1	16,4	8574,7	0,312	14,2	122,2	10,5	1,3	1,5
2063	0	0	72	338	0	37	0	0	112,8	19460,7	0,568	13,5	6546,6	15,7	8590,4	0,313	13,8	119,7	10,3	1,2	1,4
2064	0	0	72	338	0	37	0	0	110,4	19571,2	0,571	13,0	6559,6	15,0	8605,3	0,313	13,5	117,3	10,1	1,2	1,4
2065	0	0	72	338	0	37	0	0	108,1	19679,3	0,574	12,4	6572,0	14,3	8619,7	0,314	13,2	115,0	9,9	1,1	1,3



2066	0	0	72	338	0	37	0	0	105,9	19785,2	0,578	11,9	6584,0	13,7	8633,4	0,315	12,9	112,7	9,7	1,1	1,3
2067	0	0	72	338	0	37	0	0	103,7	19889,0	0,581	11,5	6595,4	13,1	8646,5	0,315	12,5	110,5	9,5	1,0	1,2
2068	0	0	72	338	0	37	0	0	101,6	19990,6	0,584	11,0	6606,4	12,5	8659,0	0,316	12,2	108,4	9,3	1,0	1,1
2069	0	0	72	338	0	37	0	0	99,6	20090,2	0,586	10,6	6617,0	12,0	8671,0	0,316	11,9	106,3	9,1	1,0	1,1
2070	0	0	72	338	0	37	0	0	97,6	20187,7	0,589	10,2	6627,2	11,5	8682,5	0,317	11,6	104,2	8,9	0,9	1,1
2071	0	0	72	338	0	37	0	0	95,6	20283,4	0,592	9,8	6637,0	11,0	8693,5	0,317	11,3	102,2	8,7	0,9	1,0
2072	0	0	72	338	0	37	0	0	93,7	20377,1	0,595	9,4	6646,4	10,6	8704,1	0,318	10,9	100,3	8,6	0,9	1,0
2073	0	0	72	338	0	37	0	0	91,7	20468,8	0,598	9,0	6655,4	10,1	8714,2	0,318	10,7	98,5	8,4	0,8	0,9
2074	0	0	72	338	0	37	0	0	89,2	20558,0	0,600	8,7	6664,1	9,7	8723,9	0,318	10,4	97,2	8,2	0,8	0,9
2075	0	0	72	338	0	37	0	0	87,5	20645,5	0,603	8,3	6672,4	9,3	8733,1	0,319	10,1	95,0	8,0	0,8	0,8
2076	0	0	72	338	0	37	0	0	85,8	20731,4	0,605	8,0	6680,4	8,9	8742,0	0,319	9,8	93,2	7,8	0,7	0,8
2077	0	0	72	338	0	37	0	0	84,2	20815,5	0,608	7,7	6688,1	8,5	8750,5	0,320	9,5	91,4	7,7	0,7	0,8
2078	0	0	72	338	0	37	0	0	82,6	20898,1	0,610	7,4	6695,5	8,2	8758,7	0,320	9,2	89,7	7,5	0,7	0,7
2079	0	0	72	338	0	37	0	0	81,0	20979,1	0,612	7,1	6702,6	7,8	8766,5	0,320	9,0	88,0	7,4	0,7	0,7
2080	0	0	72	338	0	37	0	0	79,5	21058,6	0,615	6,9	6709,5	7,5	8774,0	0,321	8,7	86,3	7,3	0,6	0,7
2081	0	0	72	338	0	20	0	0	61,4	21120,0	0,617	5,7	6715,1	6,3	8780,3	0,321	9,7	92,0	10,4	1,0	1,1
2082	0	0	72	338	0	20	0	0	60,0	21180,0	0,618	5,5	6720,6	6,0	8786,3	0,321	9,4	91,0	10,1	0,9	1,0
2083	0	0	72	338	0	20	0	0	58,5	21238,5	0,620	5,3	6725,9	5,8	8792,1	0,321	9,1	90,1	9,9	0,9	1,0
2084	0	0	72	338	0	17	0	0	55,9	21294,4	0,622	5,1	6731,0	5,6	8797,7	0,322	8,8	91,1	11,1	1,0	1,1
2085	0	0	72	338	0	17	0	0	55,6	21350,0	0,623	4,9	6735,9	5,4	8803,0	0,322	8,4	88,6	11,1	1,0	1,1
2086	0	0	72	338	0	17	0	0	53,5	21403,4	0,625	4,8	6740,7	5,2	8808,2	0,322	8,1	89,3	10,6	0,9	1,0
2087	0	0	72	338	0	17	0	0	52,3	21455,7	0,626	4,6	6745,3	5,0	8813,3	0,322	7,8	88,5	10,4	0,9	1,0
2088	0	0	72	338	0	12	0	0	43,3	21499,0	0,628	3,9	6749,2	4,3	8817,6	0,322	8,5	90,9	12,2	1,1	1,2
2089	0	0	72	338	0	12	0	0	42,3	21541,4	0,629	3,8	6753,0	4,2	8821,7	0,323	8,1	90,5	11,9	1,1	1,2
2090	0	0	72	338	0	12	0	0	41,4	21582,7	0,630	3,7	6756,8	4,0	8825,8	0,323	7,8	90,1	11,7	1,1	1,1
2091	0	0	72	338	0	12	0	0	40,4	21623,2	0,631	3,6	6760,4	3,9	8829,7	0,323	7,4	89,8	11,4	1,0	1,1
2092	0	0	72	338	0	12	0	0	39,5	21662,7	0,632	3,5	6763,9	3,8	8833,5	0,323	7,1	89,5	11,1	1,0	1,1
2093	0	0	72	338	0	12	0	0	38,7	21701,4	0,634	3,5	6767,4	3,7	8837,2	0,323	6,8	89,3	10,9	1,0	1,0
2094	0	0	72	338	0	12	0	0	37,8	21739,2	0,635	3,4	6770,8	3,6	8840,8	0,323	6,5	89,1	10,7	0,9	1,0
2095	0	0	72	338	0	12	0	0	37,0	21776,2	0,636	3,3	6774,1	3,5	8844,3	0,324	6,1	89,0	10,4	0,9	1,0
2096	0	0	72	338	0	12	0	0	36,2	21812,3	0,637	3,2	6777,3	3,4	8847,7	0,324	5,8	88,9	10,2	0,9	1,0
2097	0	0	72	338	0	6	0	0	8,3	21820,6	0,637	2,1	6779,4	2,1	8849,8	0,324	0,0	251,7	4,7	1,2	1,2
2098	0	0	72	338	0	6	0	0	8,3	21828,9	0,637	2,1	6781,4	2,1	8851,9	0,324	0,0	251,4	4,7	1,2	1,2
2099	0	0	72	338	0	6	0	0	8,2	21837,1	0,637	2,1	6783,5	2,1	8853,9	0,324	0,0	251,1	4,6	1,2	1,2
2100	0	0	72	338	0	6	0	0	8,2	21845,3	0,638	2,0	6785,5	2,0	8856,0	0,324	0,0	250,8	4,6	1,2	1,2
2101	0	0	72	338	0	6	0	0	8,1	21853,4	0,638	2,0	6787,6	2,0	8858,0	0,324	0,0	250,6	4,6	1,1	1,1
2102	0	0	72	338	0	6	0	0	8,1	21861,5	0,638	2,0	6789,6	2,0	8860,1	0,324	0,0	250,4	4,6	1,1	1,1
2103	0	0	72	338	0	6	0	0	8,0	21869,5	0,638	2,0	6791,6	2,0	8862,1	0,324	0,0	250,2	4,5	1,1	1,1
2104	0	0	72	338	0	6	0	0	8,0	21877,5	0,639	2,0	6793,6	2,0	8864,1	0,325	0,0	250,1	4,5	1,1	1,1
2105	0	0	72	338	0	6	0	0	8,0	21885,5	0,639	2,0	6795,6	2,0	8866,1	0,325	0,0	249,9	4,5	1,1	1,1
2106	0	0	72	338	0	6	0	0	7,9	21893,4	0,639	2,0	6797,6	2,0	8868,0	0,325	0,0	249,8	4,5	1,1	1,1
2107	0	0	72	338	0	6	0	0	7,9	21901,3	0,639	2,0	6799,6	2,0	8870,0	0,325	0,0	249,7	4,4	1,1	1,1
2108	0	0	72	338	0	6	0	0	7,8	21909,1	0,640	2,0	6801,5	2,0	8872,0	0,325	0,0	249,6	4,4	1,1	1,1
2109	0	0	72	338	0	6	0	0	7,8	21916,9	0,640	1,9	6803,5	1,9	8873,9	0,325	0,0	249,5	4,4	1,1	1,1
2110	0	0	72	338	0	6	0	0	7,8	21924,7	0,640	1,9	6805,4	1,9	8875,8	0,325	0,0	249,5	4,4	1,1	1,1
2111	0	0	72	338	0	6	0	0	7,7	21932,4	0,640	1,9	6807,3	1,9	8877,8	0,325	0,0	249,4	4,4	1,1	1,1
2112	0	0	72	338	0	6	0	0	7,7	21940,1	0,640	1,9	6809,2	1,9	8879,7	0,325	0,0	249,4	4,3	1,1	1,1
2113	0	0	72	338	0	6	0	0	7,6	21947,7	0,641	1,9	6811,1	1,9	8881,6	0,325	0,0	249,3	4,3	1,1	1,1
2114	0	0	72	338	0	6	0	0	7,6	21955,3	0,641	1,9	6813,0	1,9	8883,5	0,325	0,0	249,3	4,3	1,1	1,1
2115	0	0	72	338	0	6	0	0	7,6	21962,9	0,641	1,9	6814,9	1,9	8885,4	0,326	0,0	249,3	4,3	1,1	1,1
2116	0	0	72	338	0	6	0	0	7,5	21970,4	0,641	1,9	6816,8	1,9	8887,3	0,326	0,0	249,3	4,2	1,1	1,1
2117	0	0	72	338	0	6	0	0	7,5	21977,9	0,642	1,9	6818,7	1,9	8889,1	0,326	0,0	249,3	4,2	1,1	1,1
2118	0	0	72	338	0	6	0	0	7,5	21985,4	0,642	1,9	6820,5	1,9	8891,0	0,326	0,0	249,3	4,2	1,0	1,0



2119	0	0	72	338	0	6	0	0	7,4	21992,8	0,642	1,9	6822,4	1,9	8892,8	0,326	0,0	249,3	4,2	1,0	1,0
2120	0	0	72	338	0	6	0	0	7,4	22000,2	0,642	1,8	6824,2	1,8	8894,7	0,326	0,0	249,4	4,2	1,0	1,0
2121	0	0	72	338	0	6	0	0	7,4	22007,6	0,642	1,8	6826,1	1,8	8896,5	0,326	0,0	249,4	4,2	1,0	1,0
2122	0	0	72	338	0	6	0	0	7,3	22014,9	0,643	1,8	6827,9	1,8	8898,3	0,326	0,0	249,4	4,1	1,0	1,0
2123	0	0	72	338	0	6	0	0	7,3	22022,2	0,643	1,8	6829,7	1,8	8900,2	0,326	0,0	249,4	4,1	1,0	1,0
2124	0	0	72	338	0	6	0	0	7,3	22029,5	0,643	1,8	6831,5	1,8	8902,0	0,326	0,0	249,5	4,1	1,0	1,0
2125	0	0	72	338	0	6	0	0	7,2	22036,7	0,643	1,8	6833,3	1,8	8903,8	0,326	0,0	249,5	4,1	1,0	1,0
2126	0	0	72	338	0	6	0	0	7,2	22043,9	0,644	1,8	6835,1	1,8	8905,6	0,327	0,0	249,6	4,1	1,0	1,0



Таблица 5.3.8 – Месторождение Чинаревское. Характеристика основных показателей и основного фонда скважин. 2 вариант

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.	Бурение боковых стволов, ед.	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин, ед.	Фонд добывающих скважин на конец периода, ед.	Вывод из бездействия, ед.	Перевод скв. из одного объекта в другой, ед.	Добыча газа, млн.м ³	Накопленная добыча газа, млн.м ³	КИГ, д.ед.	Добыча конденсата, тыс.т	Накопленная добыча конденсата, тыс.т	Добыча жидкости, тыс.т	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	КИК, д.ед.	Обводненность, %	КГФ	Дебит 1 скв. по газу, тыс.м ³ /сут	Дебит 1 скв. по конденсату, т/сут	Дебит 1 скв. по жидкости, т/сут
2021	0	0	56	263	0	38	1	1	508,7	10133,4	0,296	172,7	4399,6	253,9	5871,5	0,210	32,0	339,5	45,3	15,4	22,6
2022	0	0	58	269	1	39	1	2	469,0	10602,4	0,310	155,1	4554,7	221,4	6093,0	0,218	30,0	330,7	40,7	13,5	19,2
2023	0	1	58	269	1	37	0	1	415,9	11018,3	0,322	133,8	4688,5	184,0	6277,0	0,224	27,3	321,7	38,5	12,4	17,0
2024	0	3	63	294	1	39	0	1	378,3	11396,6	0,333	120,7	4809,2	159,1	6436,1	0,230	24,1	319,0	34,0	10,8	14,3
2025	0	2	64	299	3	37	0	0	356,4	11753,1	0,343	114,5	4923,7	148,4	6584,4	0,235	22,8	321,3	33,4	10,7	13,9
2026	1	1	65	303	0	38	0	0	339,7	12092,7	0,353	102,9	5026,6	132,7	6717,1	0,240	22,5	302,9	30,6	9,3	12,0
2027	14	0	79	370	0	52	0	0	423,0	12515,7	0,365	124,1	5150,7	160,6	6877,8	0,246	22,8	293,3	31,3	9,2	11,9
2028	5	0	85	399	0	58	0	0	467,4	12983,1	0,379	126,4	5277,0	170,8	7048,6	0,252	26,0	270,4	28,3	7,7	10,4
2029	0	0	87	409	0	60	0	0	446,9	13430,0	0,392	116,6	5393,6	156,6	7205,3	0,258	25,6	260,9	25,2	6,6	8,8
2030	0	0	87	409	0	60	0	0	425,9	13855,9	0,404	108,2	5501,8	144,4	7349,6	0,263	25,0	254,2	24,0	6,1	8,1
2031	0	0	87	409	0	60	0	0	403,5	14259,4	0,416	99,3	5601,2	131,9	7481,6	0,268	24,7	246,2	22,7	5,6	7,4
2032	0	0	87	409	0	60	0	0	383,2	14642,6	0,427	92,1	5693,3	121,5	7603,1	0,272	24,2	240,4	21,6	5,2	6,9
2033	0	0	87	409	0	60	0	0	365,7	15008,3	0,438	85,8	5779,1	112,3	7715,4	0,276	23,6	234,7	20,6	4,8	6,3
2034	0	0	87	409	0	60	0	0	349,7	15358,0	0,448	80,0	5859,2	104,0	7819,4	0,280	23,0	228,9	19,7	4,5	5,9
2035	0	0	87	409	0	60	0	0	332,6	15690,6	0,458	74,9	5934,1	96,5	7915,9	0,283	22,4	225,2	18,8	4,2	5,4
2036	0	0	87	409	0	59	0	0	312,4	16003,0	0,467	70,1	6004,2	89,6	8005,5	0,287	21,7	224,4	17,9	4,0	5,1
2037	0	0	87	409	0	59	0	0	298,1	16301,1	0,476	66,0	6070,1	83,5	8089,0	0,290	21,0	221,2	17,1	3,8	4,8
2038	0	0	87	409	0	59	0	0	286,7	16587,8	0,484	60,0	6130,1	75,8	8164,8	0,293	20,9	209,1	16,4	3,4	4,3
2039	0	0	87	409	0	59	0	0	272,4	16860,2	0,492	54,8	6184,9	69,2	8234,0	0,295	20,7	201,3	15,6	3,1	4,0
2040	0	0	87	409	0	57	0	0	258,6	17118,8	0,500	49,9	6234,9	62,9	8296,8	0,298	20,6	193,1	15,3	3,0	3,7
2041	0	0	87	409	0	57	0	0	249,1	17367,9	0,507	45,8	6280,7	57,5	8354,3	0,300	20,3	183,9	14,8	2,7	3,4
2042	0	0	87	409	0	57	0	0	240,3	17608,2	0,514	42,0	6322,7	52,5	8406,8	0,302	20,1	174,8	14,3	2,5	3,1
2043	0	0	87	409	0	57	0	0	231,0	17839,2	0,521	38,5	6361,1	48,0	8454,8	0,304	19,8	166,5	13,7	2,3	2,8
2044	0	0	87	409	0	57	0	0	222,3	18061,5	0,527	35,5	6396,7	44,1	8498,9	0,306	19,5	159,8	13,2	2,1	2,6
2045	0	0	87	409	0	57	0	0	213,5	18275,0	0,533	33,5	6430,1	41,3	8540,2	0,307	18,8	156,9	12,7	2,0	2,4
2046	0	0	87	409	0	54	0	0	198,9	18473,9	0,539	31,5	6461,7	38,5	8578,8	0,309	18,2	158,5	12,5	2,0	2,4
2047	0	0	87	409	0	54	0	0	192,6	18666,5	0,545	29,6	6491,3	36,0	8614,7	0,310	17,6	153,8	12,1	1,9	2,3
2048	0	0	87	409	0	54	0	0	186,4	18852,8	0,550	27,9	6519,2	33,6	8648,4	0,311	17,0	149,7	11,7	1,7	2,1
2049	0	0	87	409	0	54	0	0	180,6	19033,4	0,556	26,3	6545,5	31,4	8679,8	0,313	16,5	145,4	11,3	1,6	2,0
2050	0	0	87	409	0	54	0	0	175,2	19208,6	0,561	24,6	6570,1	29,3	8709,1	0,314	16,0	140,6	11,0	1,5	1,8
2051	0	0	87	409	0	51	0	0	165,3	19373,9	0,566	22,8	6592,9	27,1	8736,2	0,315	15,6	138,2	11,0	1,5	1,8
2052	0	0	87	409	0	50	0	0	158,8	19532,7	0,570	21,4	6614,3	25,2	8761,4	0,316	15,2	134,8	10,7	1,4	1,7
2053	0	0	87	409	0	50	0	0	154,1	19686,9	0,575	20,1	6634,4	23,5	8785,0	0,317	14,7	130,2	10,4	1,4	1,6
2054	0	0	87	409	0	50	0	0	149,1	19836,0	0,579	19,0	6653,5	22,2	8807,1	0,318	14,1	127,6	10,1	1,3	1,5
2055	0	0	87	409	0	50	0	0	144,7	19980,7	0,583	18,0	6671,5	20,9	8828,0	0,319	13,6	124,6	9,8	1,2	1,4
2056	0	0	87	409	0	50	0	0	140,4	20121,0	0,587	17,1	6688,6	19,7	8847,7	0,320	13,0	121,9	9,5	1,2	1,3
2057	0	0	87	409	0	50	0	0	136,2	20257,3	0,591	16,2	6704,8	18,6	8866,2	0,320	12,5	119,3	9,2	1,1	1,3
2058	0	0	87	409	0	50	0	0	132,3	20389,5	0,595	15,4	6720,3	17,5	8883,8	0,321	12,0	116,8	8,9	1,0	1,2
2059	0	0	87	409	0	50	0	0	128,5	20518,0	0,599	14,7	6735,0	16,6	8900,4	0,322	11,4	114,4	8,7	1,0	1,1
2060	0	0	87	409	0	50	0	0	124,8	20642,8	0,603	14,0	6749,0	15,7	8916,1	0,322	10,9	112,1	8,4	0,9	1,1
2061	0	0	87	409	0	50	0	0	121,3	20764,1	0,606	13,3	6762,3	14,9	8931,0	0,323	10,5	109,8	8,2	0,9	1,0
2062	0	0	87	409	0	50	0	0	117,9	20882,0	0,610	12,7	6775,0	14,1	8945,1	0,324	10,0	107,7	8,0	0,9	1,0
2063	0	0	87	409	0	50	0	0	114,7	20996,7	0,613	12,1	6787,1	13,4	8958,4	0,324	9,5	105,6	7,8	0,8	0,9
2064	0	0	87	409	0	50	0	0	111,6	21108,3	0,616	11,6	6798,6	12,7	8971,2	0,325	9,1	103,6	7,5	0,8	0,9
2065	0	0	87	409	0	50	0	0	108,6	21216,9	0,619	11,0	6809,7	12,1	8983,2	0,325	8,7	101,6	7,3	0,7	0,8



2066	0	0	87	409	0	50	0	0	105,7	21322,6	0,622	10,5	6820,2	11,5	8994,7	0,326	8,2	99,7	7,2	0,7	0,8
2067	0	0	87	409	0	50	0	0	103,0	21425,6	0,625	10,1	6830,3	10,9	9005,7	0,326	7,8	97,8	7,0	0,7	0,7
2068	0	0	87	409	0	30	0	0	78,5	21504,1	0,628	8,4	6838,7	9,2	9014,8	0,327	8,5	107,1	8,8	0,9	1,0
2069	0	0	87	409	0	30	0	0	75,9	21580,1	0,630	8,1	6846,8	8,8	9023,6	0,327	8,0	106,3	8,6	0,9	1,0
2070	0	0	87	409	0	30	0	0	73,5	21653,6	0,632	7,8	6854,5	8,4	9032,0	0,327	7,6	105,6	8,3	0,9	0,9
2071	0	0	87	409	0	30	0	0	71,2	21724,8	0,634	7,5	6862,0	8,0	9040,1	0,328	7,2	105,0	8,0	0,8	0,9
2072	0	0	87	409	0	30	0	0	68,9	21793,7	0,636	7,2	6869,2	7,7	9047,8	0,328	6,8	104,4	7,8	0,8	0,9
2073	0	0	87	409	0	30	0	0	66,6	21860,2	0,638	6,9	6876,1	7,4	9055,2	0,328	6,4	104,1	7,5	0,8	0,8
2074	0	0	87	409	0	30	0	0	63,8	21924,1	0,640	6,7	6882,8	7,1	9062,3	0,329	6,0	104,8	7,2	0,8	0,8
2075	0	0	87	409	0	22	0	0	52,0	21976,1	0,642	5,7	6888,6	6,1	9068,4	0,329	6,3	110,4	8,0	0,9	0,9
2076	0	0	87	409	0	22	0	0	50,3	22026,4	0,643	5,6	6894,1	5,9	9074,3	0,329	5,9	110,5	7,7	0,9	0,9
2077	0	0	87	409	0	22	0	0	48,7	22075,1	0,644	5,4	6899,5	5,7	9080,0	0,330	5,5	110,8	7,5	0,8	0,9
2078	0	0	87	409	0	22	0	0	47,1	22122,3	0,646	5,2	6904,8	5,5	9085,6	0,330	5,2	111,1	7,2	0,8	0,8
2079	0	0	87	409	0	22	0	0	45,6	22167,9	0,647	5,1	6909,8	5,3	9090,9	0,330	4,8	111,6	7,0	0,8	0,8
2080	0	0	87	409	0	22	0	0	44,2	22212,1	0,648	5,0	6914,8	5,2	9096,1	0,330	4,5	112,1	6,8	0,8	0,8
2081	0	0	87	409	0	22	0	0	42,8	22254,9	0,650	4,8	6919,6	5,0	9101,1	0,331	4,2	112,8	6,6	0,7	0,8
2082	0	0	87	409	0	22	0	0	41,5	22296,4	0,651	4,7	6924,3	4,9	9106,0	0,331	3,9	113,3	6,4	0,7	0,8
2083	0	0	87	409	0	13	0	0	16,4	22312,8	0,651	3,5	6927,8	3,5	9109,5	0,331	0,0	212,7	4,3	0,9	0,9
2084	0	0	87	409	0	9	0	0	13,3	22326,1	0,652	3,4	6931,3	3,4	9113,0	0,331	0,0	259,1	5,0	1,3	1,3
2085	0	0	87	409	0	9	0	0	13,2	22339,3	0,652	3,4	6934,7	3,4	9116,4	0,331	0,0	258,1	5,0	1,3	1,3
2086	0	0	87	409	0	9	0	0	13,2	22352,5	0,653	3,4	6938,1	3,4	9119,8	0,331	0,0	257,1	4,9	1,3	1,3
2087	0	0	87	409	0	9	0	0	13,1	22365,5	0,653	3,3	6941,4	3,3	9123,1	0,332	0,0	256,1	4,9	1,3	1,3
2088	0	0	87	409	0	9	0	0	13,0	22378,5	0,653	3,3	6944,7	3,3	9126,4	0,332	0,0	255,2	4,9	1,2	1,2
2089	0	0	87	409	0	9	0	0	12,9	22391,5	0,654	3,3	6948,0	3,3	9129,7	0,332	0,0	254,3	4,9	1,2	1,2
2090	0	0	87	409	0	9	0	0	12,9	22404,3	0,654	3,3	6951,3	3,3	9133,0	0,332	0,0	253,4	4,8	1,2	1,2
2091	0	0	87	409	0	9	0	0	12,8	22417,1	0,654	3,2	6954,5	3,2	9136,2	0,332	0,0	252,6	4,8	1,2	1,2
2092	0	0	87	409	0	9	0	0	12,7	22429,8	0,655	3,2	6957,7	3,2	9139,4	0,332	0,0	251,7	4,8	1,2	1,2
2093	0	0	87	409	0	9	0	0	12,6	22442,5	0,655	3,2	6960,9	3,2	9142,6	0,333	0,0	250,9	4,8	1,2	1,2
2094	0	0	87	409	0	9	0	0	12,6	22455,0	0,656	3,1	6964,0	3,1	9145,7	0,333	0,0	250,1	4,7	1,2	1,2
2095	0	0	87	409	0	9	0	0	12,5	22467,5	0,656	3,1	6967,1	3,1	9148,8	0,333	0,0	249,4	4,7	1,2	1,2
2096	0	0	87	409	0	9	0	0	12,4	22480,0	0,656	3,1	6970,2	3,1	9151,9	0,333	0,0	248,6	4,7	1,2	1,2
2097	0	0	87	409	0	9	0	0	12,4	22492,3	0,657	3,1	6973,3	3,1	9155,0	0,333	0,0	247,9	4,6	1,2	1,2
2098	0	0	87	409	0	9	0	0	12,3	22504,6	0,657	3,0	6976,3	3,0	9158,0	0,333	0,0	247,2	4,6	1,1	1,1
2099	0	0	87	409	0	9	0	0	12,2	22516,8	0,657	3,0	6979,3	3,0	9161,0	0,333	0,0	246,5	4,6	1,1	1,1
2100	0	0	87	409	0	9	0	0	12,2	22529,0	0,658	3,0	6982,3	3,0	9164,0	0,334	0,0	245,8	4,6	1,1	1,1
2101	0	0	87	409	0	9	0	0	12,1	22541,1	0,658	3,0	6985,3	3,0	9167,0	0,334	0,0	245,2	4,5	1,1	1,1
2102	0	0	87	409	0	9	0	0	12,0	22553,1	0,658	2,9	6988,2	2,9	9169,9	0,334	0,0	244,5	4,5	1,1	1,1
2103	0	0	87	409	0	9	0	0	12,0	22565,1	0,659	2,9	6991,2	2,9	9172,9	0,334	0,0	243,9	4,5	1,1	1,1
2104	0	0	87	409	0	9	0	0	11,9	22577,0	0,659	2,9	6994,0	2,9	9175,8	0,334	0,0	243,3	4,5	1,1	1,1
2105	0	0	87	409	0	9	0	0	11,8	22588,8	0,659	2,9	6996,9	2,9	9178,6	0,334	0,0	242,7	4,4	1,1	1,1
2106	0	0	87	409	0	9	0	0	11,8	22600,6	0,660	2,8	6999,8	2,8	9181,5	0,334	0,0	242,1	4,4	1,1	1,1
2107	0	0	87	409	0	9	0	0	11,7	22612,3	0,660	2,8	7002,6	2,8	9184,3	0,335	0,0	241,5	4,4	1,1	1,1
2108	0	0	87	409	0	9	0	0	11,6	22623,9	0,660	2,8	7005,4	2,8	9187,1	0,335	0,0	240,9	4,4	1,1	1,1
2109	0	0	87	409	0	9	0	0	11,6	22635,5	0,661	2,8	7008,2	2,8	9189,9	0,335	0,0	240,4	4,4	1,0	1,0
2110	0	0	87	409	0	9	0	0	11,5	22647,0	0,661	2,8	7010,9	2,8	9192,7	0,335	0,0	239,8	4,3	1,0	1,0
2111	0	0	87	409	0	9	0	0	11,5	22658,5	0,661	2,7	7013,7	2,7	9195,4	0,335	0,0	239,3	4,3	1,0	1,0
2112	0	0	87	409	0	9	0	0	11,4	22669,9	0,662	2,7	7016,4	2,7	9198,1	0,335	0,0	238,7	4,3	1,0	1,0
2113	0	0	87	409	0	9	0	0	11,3	22681,2	0,662	2,7	7019,1	2,7	9200,8	0,335	0,0	238,2	4,3	1,0	1,0
2114	0	0	87	409	0	9	0	0	11,3	22692,5	0,662	2,7	7021,8	2,7	9203,5	0,335	0,0	237,7	4,2	1,0	1,0
2115	0	0	87	409	0	9	0	0	11,2	22703,7	0,663	2,7	7024,5	2,7	9206,2	0,336	0,0	237,2	4,2	1,0	1,0
2116	0	0	87	409	0	9	0	0	11,2	22714,9	0,663	2,6	7027,1	2,6	9208,8	0,336	0,0	236,7	4,2	1,0	1,0
2117	0	0	87	409	0	9	0	0	11,1	22726,0	0,663	2,6	7029,7	2,6	9211,4	0,336	0,0	236,2	4,2	1,0	1,0
2118	0	0	87	409	0	9	0	0	11,0	22737,0	0,664	2,6	7032,3	2,6	9214,0	0,336	0,0	235,7	4,2	1,0	1,0



2119	0	0	87	409	0	9	0	0	11,0	22748,0	0,664	2,6	7034,9	2,6	9216,6	0,336	0,0	235,2	4,1	1,0	1,0
2120	0	0	87	409	0	9	0	0	10,9	22758,9	0,664	2,6	7037,5	2,6	9219,2	0,336	0,0	234,7	4,1	1,0	1,0
2121	0	0	87	409	0	9	0	0	10,9	22769,8	0,665	2,5	7040,0	2,5	9221,7	0,336	0,0	234,2	4,1	1,0	1,0



Таблица 5.3.9 – Месторождение Чинаревское. Характеристика основных показателей и основного фонда скважин. 3 вариант

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.	Бурение боковых стволов, ед.	Ввод нагнетательных скважин из бурения, ед.	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин, ед.	Фонд добывающих скважин на конец периода, ед.	Фонд нагнетательных скважин на конец периода, ед.	Вывод из бездействия, ед.	Перевод скв. из одного объекта в другой, ед.	Добыча газа, млн.м ³	Накопленная добыча газа, млн.м ³	КИГ, д.ед.	Добыча конденсата, тыс.т	Накопленная добыча конденсата, тыс.т	Добыча жидкости, тыс.т	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	КИК, д.ед.	Закачка газа, млн.м ³	Накопленная закачка газа, млн.м ³	Обводненность, %	КГФ	Дебит 1 скв. по газу, тыс.м ³ /сут	Дебит 1 скв. по конденсату, т/сут	Дебит 1 скв. по жидкости, т/сут	Приемистость, тыс.м ³ /сут
2021	0	0	0	56	263	0	38	0	1	1	508,7	10133,4	0,296	173,9	4400,8	255,2	5872,8	0,210	0,0	0,0	31,8	342,0	45,3	15,5	22,7	0,0
2022	2	0	11	71	331	1	41	11	1	2	578,9	10712,3	0,313	189,2	4590,1	276,2	6149,0	0,219	235,6	235,6	31,5	326,9	48,8	16,0	23,3	130,4
2023	2	1	0	73	341	1	42	11	0	1	579,6	11291,8	0,330	191,6	4781,7	274,4	6423,4	0,228	446,0	681,6	30,2	330,6	47,7	15,8	22,6	137,1
2024	1	3	1	81	382	1	45	12	0	1	575,8	11867,6	0,346	191,2	4972,9	270,0	6693,4	0,238	455,9	1137,5	29,2	332,0	44,6	14,8	20,9	133,4
2025	1	0	2	83	401	3	43	14	0	0	558,0	12425,6	0,363	183,4	5156,3	258,4	6951,8	0,246	460,6	1598,1	29,0	328,7	44,4	14,6	20,5	118,8
2026	2	1	0	86	411	0	45	14	0	0	549,7	12975,3	0,379	174,4	5330,7	245,7	7197,5	0,255	455,8	2053,9	29,0	317,2	42,1	13,4	18,8	110,1
2027	2	0	0	88	420	0	47	14	0	0	568,9	13544,2	0,395	178,1	5508,7	245,8	7443,3	0,263	452,7	2506,6	27,6	313,0	41,7	13,1	18,0	109,4
2028	0	0	0	88	420	0	47	14	0	0	546,5	14090,6	0,411	161,2	5669,9	225,6	7668,8	0,271	439,4	2946,0	28,5	295,0	39,3	11,6	16,2	106,2
2029	0	0	0	88	420	0	47	14	0	0	521,6	14612,2	0,427	149,5	5819,5	210,6	7879,5	0,278	428,8	3374,9	29,0	286,7	37,5	10,8	15,2	103,6
2030	0	0	0	88	420	0	47	14	0	0	498,0	15110,2	0,441	141,4	5960,8	199,4	8078,9	0,285	417,3	3792,2	29,1	283,9	35,8	10,2	14,3	100,8
2031	0	0	0	88	420	0	47	14	0	0	476,3	15586,5	0,455	135,0	6095,9	190,0	8268,9	0,291	404,0	4196,1	28,9	283,5	34,3	9,7	13,7	97,6
2032	0	0	0	88	420	0	47	14	0	0	456,9	16043,5	0,468	129,3	6225,2	181,4	8450,3	0,297	390,7	4586,8	28,7	282,9	32,9	9,3	13,1	94,4
2033	0	0	0	88	420	0	47	14	0	0	437,2	16480,6	0,481	123,9	6349,0	173,2	8623,5	0,303	376,7	4963,6	28,5	283,4	31,5	8,9	12,5	91,0
2034	0	0	0	88	420	0	47	14	0	0	418,1	16898,8	0,493	118,9	6467,9	165,6	8789,1	0,309	363,0	5326,5	28,2	284,3	30,1	8,6	11,9	87,7
2035	0	0	0	88	420	0	47	14	0	0	401,4	17300,2	0,505	114,1	6582,0	158,3	8947,4	0,314	350,5	5677,0	27,9	284,2	28,9	8,2	11,4	84,7
2036	0	0	0	88	420	0	46	14	0	0	382,0	17682,2	0,516	109,6	6691,6	151,3	9098,7	0,320	337,2	6014,2	27,6	286,9	28,1	8,1	11,1	81,5
2037	0	0	0	88	420	0	46	14	0	0	366,7	18048,9	0,527	105,5	6797,0	144,9	9243,6	0,325	323,7	6337,9	27,2	287,6	27,0	7,8	10,7	78,2
2038	0	0	0	88	420	0	44	13	0	0	334,4	18383,4	0,537	100,9	6897,9	138,1	9381,7	0,330	271,7	6609,6	26,9	301,7	25,7	7,8	10,6	70,7
2039	0	0	0	88	420	0	44	13	0	0	320,3	18703,6	0,546	97,1	6995,0	132,1	9513,8	0,334	261,2	6870,8	26,5	303,2	24,6	7,5	10,2	67,9
2040	0	0	0	88	420	0	42	13	0	0	305,6	19009,2	0,555	93,5	7088,6	126,5	9640,3	0,339	251,5	7122,3	26,1	306,1	24,6	7,5	10,2	65,4
2041	0	0	0	88	420	0	42	13	0	0	294,6	19303,8	0,564	90,1	7178,7	121,2	9761,5	0,343	242,3	7364,7	25,6	306,0	23,7	7,3	9,8	63,0
2042	0	0	0	88	420	0	42	13	0	0	283,6	19587,4	0,572	87,0	7265,7	116,1	9877,6	0,347	233,2	7597,9	25,1	306,6	22,8	7,0	9,4	60,7
2043	0	0	0	88	420	0	42	13	0	0	273,1	19860,5	0,580	83,8	7349,5	111,1	9988,7	0,351	224,1	7822,0	24,6	306,8	22,0	6,7	8,9	58,3
2044	0	0	0	88	420	0	42	13	0	0	262,6	20123,1	0,587	80,8	7430,3	106,4	10095,2	0,355	215,3	8037,3	24,1	307,7	21,1	6,5	8,6	56,0
2045	0	0	0	88	420	0	42	13	0	0	252,0	20375,1	0,595	77,8	7508,1	101,7	10196,9	0,359	206,2	8243,4	23,5	308,6	20,3	6,3	8,2	53,6
2046	0	0	0	88	420	0	42	13	0	0	241,3	20616,4	0,602	74,9	7582,9	97,3	10294,1	0,362	197,5	8441,0	23,0	310,3	19,4	6,0	7,8	51,4
2047	0	0	0	88	420	0	42	13	0	0	231,1	20847,5	0,609	72,0	7654,9	92,9	10387,0	0,366	188,7	8629,7	22,5	311,6	18,6	5,8	7,5	49,1
2048	0	0	0	88	420	0	42	13	0	0	220,9	21068,4	0,615	69,2	7724,1	88,6	10475,6	0,369	180,2	8809,9	21,9	313,3	17,8	5,6	7,1	46,9
2049	0	0	0	88	420	0	42	13	0	0	210,8	21279,2	0,621	66,4	7790,5	84,5	10560,1	0,372	171,6	8981,5	21,4	315,1	17,0	5,3	6,8	44,7
2050	0	0	0	88	420	0	42	13	0	0	200,1	21479,2	0,627	63,6	7854,2	80,4	10640,4	0,375	163,0	9144,5	20,8	318,1	16,1	5,1	6,5	42,4
2051	0	0	0	88	420	0	40	13	0	0	186,3	21665,5	0,632	60,8	7915,0	76,2	10716,7	0,378	154,1	9298,6	20,3	326,2	15,8	5,1	6,4	40,1
2052	0	0	0	88	420	0	39	13	0	0	174,2	21839,7	0,638	58,0	7972,9	72,2	10788,9	0,381	145,1	9443,7	19,7	332,6	15,1	5,0	6,3	37,8
2053	0	0	0	88	420	0	22	10	0	0	166,0	22005,7	0,642	55,6	8028,5	68,7	10857,6	0,384	138,0	9581,7	19,1	335,2	25,5	8,6	10,6	46,7
2054	0	0	0	88	420	0	22	10	0	0	159,3	22165,0	0,647	53,7	8082,2	65,7	10923,3	0,386	132,3	9714,0	18,3	337,0	24,5	8,3	10,1	44,8
2055	0	0	0	88	420	0	22	10	0	0	152,8	22317,8	0,652	50,3	8132,6	61,3	10984,6	0,389	126,2	9840,2	17,9	329,5	23,5	7,7	9,4	42,7
2056	0	0	0	88	420	0	22	10	0	0	146,4	22464,3	0,656	48,1	8180,7	58,1	11042,7	0,391	120,6	9960,8	17,2	328,4	22,5	7,4	8,9	40,8
2057	0	0	0	88	420	0	22	10	0	0	140,2	22604,5	0,660	45,9	8226,6	54,9	11097,6	0,393	115,0	10075,8	16,5	327,3	21,6	7,1	8,4	38,9
2058	0	0	0	88	420	0	16	8	0	0	52,1	22656,6	0,661	21,5	8248,1	21,5	11119,2	0,394	37,8	10113,7	0,0	413,1	11,0	4,6	4,6	16,0
2059	0	0	0	88	420	0	16	8	0	0	51,4	22708,0	0,663	20,9	8269,0	20,9	11140,1	0,395	37,4	10151,0	0,0	407,5	10,9	4,4	4,4	15,8
2060	0	0	0	88	420	0	16	8	0	0	50,8	22758,7	0,664	20,4	8289,4	20,4	11160,5	0,396	36,9	10187,9	0,0	401,1	10,7	4,3	4,3	15,6
2061	0	0	0	88	420	0	16	8	0	0	50,1	22808,8	0,666	19,5	8308,9	19,5	11180,0	0,397	36,4	10224,3	0,0	389,2	10,6	4,1	4,1	15,4
2062	0	0	0	88	420	0	16	8	0	0	49,5	22858,4	0,667	18,7	8327,6	18,7	11198,7	0,398	36,0	10260,2	0,0	377,5	10,5	4,0	4,0	15,2
2063	0	0	0	88	420	0	16	8	0	0	47,9	22906,3	0,669	17,9	8345,5	17,9	11216,6	0,399	35,5	10295,8	0,0	373,6	10,1	3,8	3,8	15,0
2064	0	0	0	88	420	0	16	8	0	0	47,4	22953,7	0,670	17,1	8362,7	17,1	11233,7	0,400	35,1	10330,9	0,0	362,0	10,0	3,6	3,6	14,8
2065	0	0	0	88	420	0	16	8	0	0	46,8	23000,5	0,671	16,4	8379,1	16,4	11250,1	0,400	34,7	10365,6	0,0	350,5	9,9	3,5	3,5	14,7



2066	0	0	0	88	420	0	16	8	0	0	46,3	23046,7	0,673	15,7	8394,8	15,7	11265,8	0,401	34,3	10399,8	0,0	339,1	9,8	3,3	3,3	14,5
2067	0	0	0	88	420	0	13	7	0	0	40,0	23086,8	0,674	14,7	8409,4	14,7	11280,5	0,402	28,0	10427,9	0,0	366,4	10,4	3,8	3,8	13,5
2068	0	0	0	88	420	0	13	7	0	0	39,8	23126,6	0,675	14,0	8423,4	14,0	11294,5	0,402	27,9	10455,8	0,0	352,2	10,4	3,6	3,6	13,5
2069	0	0	0	88	420	0	13	7	0	0	39,6	23166,2	0,676	13,3	8436,7	13,3	11307,8	0,403	27,8	10483,5	0,0	335,1	10,3	3,5	3,5	13,4
2070	0	0	0	88	420	0	13	7	0	0	39,4	23205,6	0,677	12,8	8449,6	12,8	11320,6	0,404	27,7	10511,2	0,0	326,0	10,2	3,3	3,3	13,4
2071	0	0	0	88	420	0	13	7	0	0	39,2	23244,8	0,679	12,4	8462,0	12,4	11333,0	0,404	27,6	10538,8	0,0	317,0	10,2	3,2	3,2	13,3
2072	0	0	0	88	420	0	13	7	0	0	39,0	23283,8	0,680	12,1	8474,1	12,1	11345,1	0,405	27,5	10566,2	0,0	309,6	10,1	3,1	3,1	13,3
2073	0	0	0	88	420	0	13	7	0	0	38,8	23322,5	0,681	11,9	8486,0	11,9	11357,1	0,405	27,4	10593,6	0,0	307,6	10,1	3,1	3,1	13,2
2074	0	0	0	88	420	0	13	7	0	0	38,6	23361,1	0,682	11,8	8497,8	11,8	11368,9	0,406	27,3	10620,9	0,0	305,7	10,0	3,1	3,1	13,2
2075	0	0	0	88	420	0	13	7	0	0	38,4	23399,5	0,683	11,7	8509,5	11,7	11380,5	0,407	27,1	10648,0	0,0	303,9	10,0	3,0	3,0	13,1
2076	0	0	0	88	420	0	13	7	0	0	38,2	23437,8	0,684	11,5	8521,0	11,5	11392,1	0,407	27,0	10675,1	0,0	302,1	9,9	3,0	3,0	13,1
2077	0	0	0	88	420	0	13	7	0	0	38,0	23475,8	0,685	11,4	8532,4	11,4	11403,5	0,408	26,9	10702,0	0,0	300,4	9,9	3,0	3,0	13,0
2078	0	0	0	88	420	0	13	7	0	0	37,8	23513,6	0,686	11,3	8543,7	11,3	11414,8	0,408	26,8	10728,8	0,0	298,8	9,8	2,9	2,9	13,0
2079	0	0	0	88	420	0	9	4	0	0	25,2	23538,8	0,687	8,2	8551,9	8,2	11423,0	0,409	20,5	10749,4	0,0	324,6	9,5	3,1	3,1	17,4
2080	0	0	0	88	420	0	9	4	0	0	25,1	23564,0	0,688	8,1	8560,1	8,1	11431,1	0,409	20,5	10769,9	0,0	323,9	9,4	3,1	3,1	17,3
2081	0	0	0	88	420	0	9	4	0	0	25,0	23589,0	0,689	8,1	8568,2	8,1	11439,2	0,409	20,4	10790,3	0,0	323,3	9,4	3,0	3,0	17,3
2082	0	0	0	88	420	0	9	4	0	0	24,9	23613,9	0,689	8,1	8576,2	8,1	11447,3	0,410	20,4	10810,7	0,0	322,7	9,4	3,0	3,0	17,2
2083	0	0	0	88	420	0	9	4	0	0	24,9	23638,8	0,690	8,0	8584,2	8,0	11455,3	0,410	20,3	10831,0	0,0	322,1	9,3	3,0	3,0	17,2
2084	0	0	0	88	420	0	9	4	0	0	24,8	23663,6	0,691	8,0	8592,2	8,0	11463,2	0,410	20,3	10851,3	0,0	321,5	9,3	3,0	3,0	17,2
2085	0	0	0	88	420	0	9	4	0	0	24,7	23688,3	0,692	7,9	8600,1	7,9	11471,2	0,411	20,2	10871,5	0,0	321,0	9,3	3,0	3,0	17,1
2086	0	0	0	88	420	0	9	4	0	0	24,6	23712,9	0,692	7,9	8608,0	7,9	11479,1	0,411	20,2	10891,7	0,0	320,5	9,2	3,0	3,0	17,1
2087	0	0	0	88	420	0	9	4	0	0	24,5	23737,4	0,693	7,9	8615,8	7,9	11486,9	0,412	20,1	10911,9	0,0	320,1	9,2	3,0	3,0	17,0
2088	0	0	0	88	420	0	9	4	0	0	24,4	23761,9	0,694	7,8	8623,7	7,8	11494,7	0,412	20,1	10932,0	0,0	319,7	9,2	2,9	2,9	17,0
2089	0	0	0	88	420	0	9	4	0	0	24,4	23786,2	0,694	7,8	8631,4	7,8	11502,5	0,412	20,0	10952,0	0,0	319,3	9,2	2,9	2,9	17,0
2090	0	0	0	88	420	0	9	4	0	0	24,3	23810,5	0,695	7,7	8639,2	7,7	11510,2	0,413	20,0	10972,0	0,0	318,9	9,1	2,9	2,9	16,9
2091	0	0	0	88	420	0	9	4	0	0	24,2	23834,7	0,696	7,7	8646,9	7,7	11518,0	0,413	20,0	10992,0	0,0	318,5	9,1	2,9	2,9	16,9
2092	0	0	0	88	420	0	9	4	0	0	24,1	23858,9	0,697	7,7	8654,6	7,7	11525,6	0,413	19,9	11011,9	0,0	318,2	9,1	2,9	2,9	16,8



5.4 Рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин

Система внутривыпускного сбора и подготовки добываемой продукции месторождения предназначена для сбора, поскважинного замера и промыслового транспорта добываемой продукции к объекту подготовки для доведения промыслового потока нефти до товарной кондиции и сдачи потребителю.

В настоящее время месторождение Чинаревское имеет сложившуюся систему внутривыпускного сбора и подготовки нефти, газа, конденсата, развитую инфраструктуру (энергообеспечение, автодороги, водоводы, вахтовый поселок, и проч.).

На месторождении Чинаревское функционируют следующие основные объекты и сооружения:

- Добывающие скважины с выкидными линиями;
- Площадка установки подготовки нефти УПН 1/2;
- Установка демеркаптанзации нефти (УДН);
- Установка комплекса подготовки газа (УКПГ-1/2);
- Установка комплекса подготовки газа (УКПГ-3);
- магистральная насосная станция (МНС);
- магистральный нефтепровод ЧНГКМ – Ростоши (пос. Белес);
- магистральный газопровод УКПГ - Интергаз Центральная Азия.

Производительность УПН по жидкости составляет - 483 тыс.т/год. В том числе: по нефти - 400 тыс.т/год; по пластовой воде - 83 тыс.т/год; по газу - 250 млн.нм³/год.

Нефтегазовая смесь со скважин с температурой 10-20 °С и давлением 0,7-1,0 МПа по трубопроводу Ø100 мм поступает на площадку входного манифольда. Нефтегазовая смесь с входного манифольда направляется двумя потоками в замерный и эксплуатационный коллектора. Замер нефти, газа и воды осуществляется на замерной установке «ОЗНА МАССОМЕР-Е-1500-2-02». После разделения и замера потоков нефти, воды и газа объединенный поток жидкости из замерной установки направляется в основной поток эксплуатационного коллектора. Сброс газа с ЗУ предусматривается в газовый коллектор выхода газа сепаратора первой ступени.

Далее нефтегазовая смесь подогревается в теплообменнике до температуры 25 °С и поступает на первую ступень сепарации, где происходит процесс сепарации при давлении 0,45 МПа и температуре 25 °С. После первой ступени нефтяная эмульсия поступает в теплообменник для подогрева до температуры 50 °С и далее на вторую ступень сепарации в параллельно работающие трехфазные сепараторы. Режим сепарации осуществляется при

давлении 0,15 МПа и температуре 45 °С.

После сепараторов второй ступени обезвоженная эмульсия подается на концевую сепарационную установку КСУ, где при давлении 0,05-0,07 МПа (абс.) происходит окончательное разгазирование нефти.

Разгазированная нефть, перед реализацией, проходит очистку от меркаптанов на установке демеркаптанизации нефти (УДН).

На входе в УДН установлена печь П-1 для подогрева нефти до 55 °С в целях ускорения химических реакций и предотвращения отложения парафинов. Затем подогретая нефть под давлением 0.65 МПа поступает в смеситель М-1 на площадке очистки нефти. Перед смесителем М-1, для защиты аппаратов от повышения давления, установлен предохранительный клапан, рассчитанный на сброс нефти в дренажную емкость при повышении давления до 1.1 МПа.

В смесителе М-1 происходит селективное извлечение из нефти сероводорода, метилмеркаптана, частично этилмеркаптана, а также - нафтеновых кислот. Далее смесь нефти и раствора катализатора по трубопроводу Ø219 мм поступает в сепаратор-отстойник V-1.

Оттуда нефть, очищенная от сероводорода, нафтеновых кислот и C1-C2 меркаптанов, направляется в смеситель М-2, где начинается окислительный процесс демеркаптанизации нефти, завершающийся в реакторе демеркаптанизации R-1.

В сепараторе-отстойнике V-2 происходит гравитационное отделение нефти от щелочного раствора (по принципу разделения жидкость/жидкость).

Затем нефть направляется в сепаратор-дегазатор V-3, откуда дегазированная и очищенная нефть, через аппарат воздушного охлаждения АВО-1, направляется в резервуары товарной нефти.

Товарная нефть из резервуаров товарной нефти подается на насосы, которыми откачивается по технологическому трубопроводу на магистральную насосную станцию (МНС) и далее по магистральному нефтепроводу через оперативный узел учета направляется в резервуарный парк нефтеналивного терминала, расположенного в районе п.Белес.

Трасса магистрального нефтепровода проходит в основном по сельскохозяйственным землям (выгоны, пашня) в техническом коридоре с кабелями связи, системой катодной защиты (СКЗ) – 7 шт., площадки запорных арматур (ПЗА)-12 шт. Нефтепровод имеет пересечения с магистральными газопроводами и их кабелем связи, а также инженерными коммуникациями: воздушными газопроводами природного газа, линиями связи, ЛЭП 10кВ, 35кВ, 120кВ, автодорогами с твердым покрытием и а/д трасса «Самара-Уральск», ж/д «Уральск-Саратов».

Трубопровод расположен под землей, имеет два воздушных перехода через реки Чаган и Деркул, где используется защитный футляр диаметром 530 мм.



Трасса магистрального нефтепровода проложена на местности, имеющей сложный рельеф.

Границы эксплуатации магистрального нефтепровода «ЧНГКМ – Ростоши» Начало ПК0+00 – конец ПК1181+70, общая протяжённость нефтепровода 119 км.

В таблице 5.4.1 представлена характеристика магистрального нефтепровода.

Таблица 5.4.1 - Характеристика магистрального нефтепровода

Наименование нефтепроводов	Назначение	Внешний диаметр, мм	Производительность тыс.т/год, проектная
«ЧНГКМ – Ростоши»	Транспортирование нефти, стабильный конденсат по нефтепроводу.	Диаметр 325 мм	500

Нефтеналивной терминал, расположенный в районе п.Белес, предназначен для приема, хранения и отпуска товарной нефти на железнодорожный транспорт.

В составе резервуарного парка 4 стальных вертикальных резервуара Р-201/1-4 объемом 5000 м³ каждый и два резервуара по 500 м³ на приеме-сдаточном пункте. Суммарная ёмкость резервуарного парка составляет 21000 м³.

На территории терминала располагаются две односторонние сливноналивные железнодорожные эстакады на 30 наливных устройств. На входе магистрального нефтепровода на терминале располагается узел приема очистных устройств, предназначенных для очистки магистрального нефтепровода от парафино-смолистых и соле-отложений.

Резервуары Р-201/1-4 и ж/д цистерны при сливе-наливе нефти и конденсата обвязываются в одну общую газоуравнительную систему. Линия отвода паров углеводородов от каждого резервуара оснащена огнепреградителем.

Для улавливания паров нефти при «большом» и «малом дыхании» резервуаров Р-201/1-4 и дренажных емкостей, а также при заполнении нефтью и конденсатом ж/д цистерн предусмотрена блочно-комплектная Установка рекуперации паров (УРП).

Теплоснабжение административно-бытовых зданий и помещений осуществляется с помощью электроприборов.

Пластовая вода накапливается в отстойниках пластовой воды и далее насосами откачки пластовой воды подается в резервуар пластовой воды объемом 1000 м³.

Газ из сепараторов поступает в вертикальные газовые сепараторы для отделения капельной жидкости. Далее, газ со второй ступени сепараторов и компримированный газ с КСУ (до давления 0,4 МПа) проходит через СГ-302 и подается на УКПГ для дальнейшей подготовки.

УКПГ размещена вблизи УПН, в эксплуатацию объект введен конце 2010 года. Производственная мощность УКПГ составляет 1540 млрд.м³/год по сырьевому газу и

включает две технологические линии одинаковой производительности. УКПГ-1/2 представляет собой единый технологический комплекс объектов переработки попутного нефтяного газа, содержащего сероводород, и сероводородсодержащего флюида газоконденсатной залежи с получением сухого товарного газа, фракций сжиженных углеводородов, стабильного конденсата и товарной гранулированной серы, их временного хранения, транспортировки и отправки потребителю.

УКПГ состоит из двух отдельно расположенных площадок: непосредственно УКПГ, а также Склада и Станции налива СУГ.

На УКПГ обеспечиваются следующие основные технологические процессы:

- сепарация входящего газоконденсата;
- стабилизация конденсата;
- компримирование газа;
- аминовая очистка высокосернистого газа;
- регенерация амина;
- осушка влажного газа;
- фракционирование очищенного газа;
- производство газовой серы;
- регенерация гликоля;
- подготовка топливного газа;
- факельное хозяйство;
- закачка СУГ в резервуары и хранение;
- погрузка СУГ в автоцистерны.

Технология переработки попутного нефтяного газа на УКПГ направлена на получение очищенного сухого газа, конденсата и сжиженного углеводородного газа (СУГ).

Газоконденсатная смесь с газоконденсатных скважин поступает на трехфазный сепаратор, где происходит разделение на сырой газ, конденсат и пластовую воду.

Пластовая вода поступает в дренажную емкость кислой воды, за тем направляется на существующую установку системы обработки кислых вод установки подготовки нефти.

Конденсат подается в печь, подогревается до 40-50 °С, оттуда направляется в резервуар сырого конденсата, представляющий собой двухфазный нефтегазовый сепаратор, в котором происходит дегазация конденсата при давлении 10 бар. Далее конденсат поступает на установку стабилизации конденсата для дополнительной обработки. Площадка стабилизации предназначена для отгона легких фракций нефтепродуктов (метан, этан и пропан) из

конденсата. Тепло для выпаривания конденсата поступает с горячими нефтепродуктами из подогревателя. Стабильный конденсат со дна колонны стабилизации охлаждается в теплообменниках и воздушных охладителях и направляется в резервуары на площадке УПН-2. На площадке УПН-2 установлены 3 резервуара конденсата V-5000 м³, дренажные емкости и технологическая насосная. Через территорию УПН-2 проходит газопровод, подающий газ для собственных нужд УПН.

Смешанный поток газа из верха колонны стабилизации и из резервуара сырого конденсата сжимается на компрессоре С-105.

Сырой природный газ направляется на установку компримирования входящего газа С-103 и С-104, где давление увеличивается с 40 бар до 64 бар, компрессоры работают параллельно.

Попутный нефтяной газ с установки подготовки нефти подается на компрессорные установки С-101 и С-101А, где давление повышается с 3,0 бар до 64 бар, компрессоры работают параллельно. Сжатый газ, смешивается с газом, прошедшим сжатие на установке компримирования входящего природного газа С-103 и С-104 и далее объединенным потоком направляется на аминовую установку.

Аминовая установка предназначена для очистки сырого газа от сернистых соединений и диоксида азота. Очистка осуществляется в аминовой колонне с использованием в качестве абсорбента 50% раствора метилдиэтаноламина. Метилдиэтаноламин, насыщенный сероводородом и оксидом углерода, поступает на участок регенерации амина, после чего возвращается в процесс.

Кислый газ после регенерации амина, содержащий H₂S и CO₂ направляется на установку Клаус процесс для извлечения серы.

Газ, прошедший аминовую очистку от сероводорода поступает в блок низкотемпературной конденсации.

Блок низкотемпературной конденсации состоит из экономайзеров газ-газ, газ-жидкость, пропанового холодильника-испарителя и низкотемпературного сепаратора (НТС). В поток перед экономайзерами и пропановым испарителем впрыскивается водный раствор моноэтиленгликоля с целью предотвращения образования гидратных пробок в аппаратах, где происходит резкое снижение температуры сырого газа.

Газожидкостная смесь выходит из пропанового-холодильника-испарителя и направляется на НТС. Низкотемпературный сепаратор – трехфазовый, предназначен для разделения холодного газа, широкой фракции углеводородов (ШФЛУ) и раствора гликоля с водой.



Подготовленный до товарной кондиции газ с блока низкотемпературной конденсации смешиваются с газом деэтанализации после компрессорных установок С-1131/2131. Образовавшиеся потоки товарного газа объединяются и направляются в магистральный газопровод «Оренбург-Новопсков».

Характеристика газопровода ЧНГКМ – Система газопроводов Интергаз Центральная Азия приведена в таблице 5.4.2.

Таблица 5.4.2 - Характеристика газопровода ЧНГКМ – Система газопроводов Интергаз Центральная Азия

№ п/п	Наименование	D _н , Мм	Дата ввода в эксплуатацию	Протяжённость, км	Проектная производительность, млрд. м ³ /год
1	ЧНГКМ – Система газопроводов Интергаз Центральная Азия	600	2010 г.	15,4	3,5

Расчетное давление газопровода составляет 6,2 МПа, максимально допустимое рабочее давление газа, подаваемого в газопровод - 6,0 МПа. Давление на участке подключения газопровода ЧНГКМ - Система газопроводов Интергаз Центральная Азия к магистральному газопроводу «Оренбург-Новопсков» должно быть не более 5,5 МПа.

На газопроводе осуществляются следующие технологические операции:

- Транспорт газа от УКПГ до узла подключения к магистральному газопроводу «Оренбург-Новопсков»;
- Учет количества и качества товарного газа;
- Очистка полости газопровода.

Товарный газ соответствует требованиям ОСТ 51.40-93. «Газы горючие природные, поставляемые и транспортируемые по магистральным газопроводам. Технические условия», СТ РК 1666 – 2017 «Газы горючие природные, поставляемые и транспортируемые по магистральным газопроводам».

ШФЛУ из НТС поступает в блок газофракционирования, который состоит из этаноотгонной и бутаноотгонной колонн (деэтанализатор и дебутанизатор).

Газовая фракция деэтанализатора поступает на компримирование и смешивается с товарным газом, а жидкая фракция разделяется в дебутанизаторе на сжиженный углеводородный газ (СУГ) и стабильный газовый конденсат.

Товарный СУГ соответствует требованиям ГОСТ 21443-75 «Газы углеводородные сжиженные, поставляемые на экспорт».

Стабильный конденсат соответствует требованиям ОСТ 51.65-80. «Конденсатгазовый. Технические условия».

Смесь гликоля и воды направляется на установку регенерации гликоля.



СУГ направляется на склад СУГ, конденсат перекачивается на УПН-2 с последующей подачей на магистральную насосную станцию.

Площадка хранения и налива СУГ включает парк из 18 резервуаров объемом 250 м³ каждый, насосно-компрессорный цех для перекачки СУГ и станцию налива СУГ в автоцистерны. Для заправки автоцистерн используются насосы производительность 45 м³/ч каждый. Одновременно заправляются до 3-х автоцистерн.

С момента ввода в эксплуатацию УКПГ обеспечение электроэнергией объектов ЧНГКМ осуществляется с помощью трех газотурбинных установок: две мощностью по 4 МВт и одна – 7 МВт, а также генератором 101 с мощностью 26МВт.

Аварийное электроснабжение предусмотрено от дизельного генератора мощностью 640 кВт.

Теплоснабжение обеспечивается котельной, работающей на очищенном газе.

В сентября 2019 года состоялся запуск УКПГ-3 мощностью 2,5 млрд.нм³/год по сырьевому газу. УКПГ-3 представляет собой технологический комплекс переработки сырьевого газоконденсатного флюида и СПБТ-1/2 полученный с УКПГ-1/2 с получением стабильного газового конденсата, сухого товарного газа и фракций сжиженных углеводородов, их временного хранения, транспортировки и отправки потребителю.

Количество технологических линий – 1; номинальная производительность технологической линии в рабочем режиме – 284 тыс.нм³/час.

Ввод УКПГ-3 позволит увеличить объемы подготовки газа, также снизит риски сжигания газа путем поочередной работы УКПГ1/2 и УКПГ-3 во время ТО.

В связи с перспективой развития ЧНГКМ было принято решение о реконструкции установки регенерации серы на УКПГ-1/2 с учетом ввода в эксплуатацию мощностей УКПГ-3.

Согласно технологическим решениям, предусмотренным рабочим проектом «Расширение возможности эксплуатации технологических линий УКПГ-1,2,3 для производства серы» кислый газ УКПГ-1,2,3, содержащий H₂S, после регенерации амина подвергается процессу прямого окисления с целью получения элементарной серы.

Объем реконструкции Установки регенерации серы с переводом на использование процесса прямого окисления включает в себя:

- Модернизацию термического реактора и котла утилизатора в парогенератор с установкой трубы для сброса дымового газа;
- Замену катализатора в каталитическом реакторе;
- Реконструкцию каталитического реактора;

- Установку нового электрического нагревателя воздуха;
- Установку нового электрического нагревателя азота;
- Замену существующего концевой конденсатора серы на новый (с большой поверхностью теплообмена);
- Установку новых смесителей кислого газа с воздухом;
- Установку новых смесителей кислого газа с азотом;
- Переобвязку части существующих трубопроводов и обвязку нового оборудования;
- Установку новых регулирующих и отсечных клапанов, предохранительных клапанов и ручной арматуры;
- Установку дополнительных контрольно-измерительных приборов и поточных анализаторов H_2S и CO_2 .

Производительность по кислому газу в проекте реконструкции составляет:

- номинальная - $1250 \text{ ст.м}^3/\text{час}$ (при 15°C и 1 бар(абс));
- минимальная – 30% от номинальной.

При проектировании нового оборудования принята максимальная производительность по кислому газу $1500 \text{ ст.м}^3/\text{час}$ (при 15°C и 1 бар(абс)).

В настоящее время проект «Расширение возможности эксплуатации технологических линий УКПГ-1,2,3 для производства серы» реализован.

При проектировании системы сбора продукции нового фонда скважин в соответствии с вариантом разработки на месторождении Чинаревское для ее оптимизации и учета требований к ней необходимо выполнение следующих рекомендаций:

- проектную скважину необходимо включить в действующую систему сбора;
- скважина от устья до объекта подготовки должна иметь индивидуальный трубопровод для обеспечения возможности поскважинного замера дебитов нефти, газа и воды, необходимого для контроля за разработкой месторождения;
- все наземные участки трубопроводов должны быть оснащены теплоизоляцией;
- все технологические объекты должны быть оснащены системами автоматического регулирования, сигнализации по верхним и нижним уровням основных технологических параметров (давление, температура, уровни в емкостном оборудовании и т.п.), системой аварийного останова, срабатывающего при нарушении технологического режима.

Объекты наземного обустройства должны удовлетворять следующим требованиям:

- обеспечить герметичность сбора добываемой продукции
- обеспечить точный замер дебита продукции каждой скважины и возможность

проведения газодинамических исследований;

- обеспечить учет промысловой продукции месторождения в целом
- обеспечить учет объемов попутного газа, потребляемого на собственные нужды
- обеспечить надежность в эксплуатации всех технологических звеньев
- обеспечить автоматизацию всех технологических процессов
- обеспечить минимальные технологические потери нефти и газа
- обеспечить качество подготовки товарной продукции в соответствии с существующими стандартами РК.

Производственные мощности всех объектов промысла и технологических установок должны соответствовать максимальным технологическим показателям разработки рассматриваемого периода.

5.4.1 Исходные технологические данные к технико-экономической оценке для реализации рассматриваемых вариантов разработки для новых газоконденсатных скважин

Для реализации любого из рассматриваемых вариантов разработки необходимо обустройство устья добывающих скважин, прокладка индивидуальных газопроводов/шлейфов от скважин до пункта сбора.

Для оценки капитальных вложений в технико-экономических расчетах по всем вариантам необходимо выделить следующие технологические позиции:

- Индивидуальные шлейфы от проектных скважин до пункта сбора;
- Пункт сбора с тестовым сепаратором для замера дебита скважин, аварийным факелом, дренажной системой для западного участка;

В 3 варианте, где предполагается закачка газа в пласт необходимо обустройство дорогостоящей нагнетательной системы закачки газа, включающей в себя компрессорную станцию обратной закачки и высоконапорную нагнетательную систему. При этом нужно учитывать следующее:

- расположение газонагнетательной скважины;
- общий объем закачки газа;
- приемистость газонагнетательных скважин;
- устьевые параметры закачки газа.

Нагнетательная система включает в себя следующие технологические звенья:

- Нагнетательные скважины;
- участок нагнетательного коллектора до газораспределительного пункта (ГРП);
- ГРП для распределения потока газа закачки между нагнетательными скважинами;

- КС обратной закачки газа с УПГ для глубокой осушки газа от влаги.

С учетом требуемых условий нагнетания осушенный газ с установки осушки (УПГ) с давлением 3,5 МПа поступает на компрессорную станцию для обратной закачки газа в пласт, где поэтапно компримируется до 41 МПа тремя ступенями компримирования. После каждой ступени газ проходит через систему охлаждения, выделившийся конденсат возвращается в технологический процесс.

Для обеспечения необходимого давления нагнетания и требуемого расхода нагнетаемого газа конфигурация компрессорной станции обратной закачки газа подбирается в соответствии с требуемой мощностью, исходя из максимальных показателей по закачке газа в пласт, а также с учетом изменения объемов закачки по годам.

После компримирования газ направляется на газораспределительный пункт (ГРП) для распределения потоков по нагнетательным линиям к нагнетательным скважинам. Детальные технологические параметры процесса осушки, выбор гликоля, 3-х ступенчатого компримирования, конфигурация компрессорной станции определяется на стадии проекта обустройства.

В любом варианте в объем капитальных вложений включаются затраты на строительство внутрипромысловых дорог, энергоснабжения, системы снабжения топливным газом.

Все технологические данные по протяженностям всех видов трубопроводов для технико-экономической оценки по всем вариантам даны ориентировочно, т.к. размещение всех объектов системы сбора и обратной закачки будут уточняться на дальнейшей стадии проектирования на основании изыскательских работ в рамках выполнения Проекта обустройства.

Учитывая профили добычи газа и конденсата по всем рассматриваемым вариантам, существующих мощностей по подготовке газа и конденсата будет достаточно и дополнительного расширения производства не требуется.

5.4.2 Исходные технологические данные к технико-экономической оценке для реализации рассматриваемых вариантов разработки для новых нефтяных скважин

Для реализации любого из рассматриваемых вариантов разработки необходимо обустройство устья добывающих и нагнетательных скважин, прокладка индивидуальных выкидных линий от скважин до замерной установки.

При выборе технологии сбора добываемой продукции для западного и южного участка во всех вариантах необходимо рассмотреть вариант технологии системы сбора с применением мультифазных насосов для совместного транспорта нефти и газа. Работа мультифазного насоса

заключается в перекачивании газожидкостной смеси, поступающей из добывающих скважин до узлов подготовки нефти, без предварительного разделения на газ и жидкость.

Транспортировка продукции скважин производится по упрощенной схеме: после замера дебита на установке типа “Спутник” по трубопроводу продукция сразу поступает на прием насосов и далее на УПН.

Эта современная технология, обеспечивающая транспорт промышленного газожидкостного потока по однетрубной системе, позволяет снизить капиталовложения на обустройство объектов системы сбора, уровень технологических потерь нефти и газа, что способствует улучшению экологической обстановки на промысле.

Для оценки капитальных вложений в технико-экономических расчетах для всех вариантов необходимо выделить следующие технологические позиции:

- Индивидуальные выкидные линии от проектных скважин до замерной установки;
- Замерная установка (ЗУ);

Во всех вариантах для закачки воды в пласт необходимо предусмотреть строительство площадки подготовки воды, нагнетательные линии от водораспределительных пунктов до нагнетательных скважин.

В любом варианте в объем капитальных вложений включаются затраты на строительство внутрипромысловых дорог, энергоснабжения системы снабжения топливным газом.

Все технологические данные по протяженностям всех видов трубопроводов для технико-экономической оценки даны ориентировочно, т.к. размещение всех объектов системы сбора будут уточняться на дальнейшей стадии проектирования на основании изыскательских работ в рамках выполнения Проекта обустройства.

5.5 Рекомендации к разработке программы по переработке (утилизации) сырого газа

Регулирование вопросов использования ПНГ в Казахстане осуществляется нормативными документами, законами, постановлениями, приказами Правительства РК.

По вопросу утилизации газа согласно законодательству РК по Техническому заданию компании ТОО «Жаикмунай» была разработана «Программа утилизации попутного газа месторождения Чинаревское ТОО «Жаикмунай», которая была рассмотрена и утверждена РГ МННГ РК. (Протокол № 5/8 от 15.06.2006 г).

В соответствии с проектными решениями утвержденной «Программы...» на месторождении Чинаревское введена в эксплуатацию установка комплексной подготовки попутного газа (УКПГ-1/2).



Согласно ст.147 п.3 Кодекса Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» Недропользователи в целях рационального использования сырого газа и снижения вредного воздействия на окружающую среду обязаны разрабатывать по утверждаемой уполномоченным органом в области углеводородов форме программы развития переработки сырого газа. Программы развития переработки сырого газа подлежат утверждению уполномоченным органом в области углеводородов и должны обновляться каждые три года.

Для выполнения обязательств Недропользователем была разработана Программа развития переработки попутного газа месторождения Чинаревское и утверждена РГ МННГ РК (Протокол №2 24 ноября 2011 года), где были предложены мероприятия по утилизации газа, включающие в себя строительство третьей очереди УКПГ и Установки газотурбинной электростанции.

Как отмечено выше, в соответствии с требованиями нормативно-законодательной базы РК Программы развития переработки попутного газа должны обновляться каждые три года, в связи с чем была разработана «Программа развития переработки попутного газа на этапе промышленной разработки месторождения Чинаревское на 2014-2015 гг.» и утверждена РГ МННГ (Протокол №5 от 31 октября 2013 г.), где был проведен анализ существующего положения на промысле, обоснованы объемы использования газа на собственные нужды месторождения и объемы технологически неизбежного сжигания газа, а также изложены экологические аспекты внедрения мероприятий по утилизации газа.

В рамках «Программы развития переработки попутного газа на этапе промышленной разработки месторождения Чинаревское на 2014-2015 гг.» было согласовано технологически неизбежное сжигание на 2015 год (Протокол №8 РГ МЭ РК от 25.08.14г.).

В 2015 году была разработана «Программа развития переработки попутного газа на этапе промышленной разработки месторождения Чинаревское на 2016-2018 гг.» (Протокол № 6 от 16.11.2015 г.) в соответствии с «Методикой расчетов нормативов и объемов сжигания попутного и (или) природного газа при проведении нефтяных операций», утвержденной Приказом Министра энергетики РК от 21 октября 2014 г. № 64 и утверждена РГ МЭ РК.

В соответствии с «Программой развития переработки попутного газа на этапе промышленной разработки месторождения Чинаревское на 2016-2018 гг.» объем технологически неизбежного сжигания газа на этапе промышленной разработки на 2016 год составил 53,05 млн.м³ при добыче 1539,2 млн.м³.

В рамках утвержденной «Программы развития переработки попутного газа на этапе промышленной разработки месторождения Чинаревское на 2016-2018 гг.» был согласован объем технологически неизбежного сжигания газа на 2017 год и составил 98,1 млн.м³, в том

числе V_6 - 5,0 млн.м³, V_7 - 68,1 млн.м³ и V_8 - 25,0 млн.м³, V_9 - 0,0 млн.м³ (Разрешение на сжигание попутного и (или) природного газа №KZ58VCR00000674 от 12.12.2016г., Протокол №3 РГ МЭ РК от 18 ноября 2016 г.).

В 2017 году была разработана и утверждена «Корректировка программы развития переработки попутного газа на этапе промышленной разработки месторождения Чинаревское на 2018 гг.» (Протокол №4 РГ МЭ РК от 15 декабря 2017г.).

В соответствии с «Корректировкой...» объем технологически неизбежного сжигания газа на 2018 год (Разрешение на сжигание попутного и (или) природного газа №KZ93VCR00000820 от 26.12.2017г.) составил 98,1 млн.м³, в том числе V_6 - 5,0 млн.м³, V_7 - 48,1 млн.м³ и V_8 - 25,0 млн.м³, V_9 - 20,0 млн.м³.

В соответствии с п.3 ст.147 Кодекса РК «О недрах и недропользовании» была разработана и утверждена «Программа развития переработки сырого газа на этапе промышленной разработки месторождения Чинаревское на 2019-2021 гг.» (Протокол №8 РГ МЭ РК от 13 июля 2018 г.). В данной «Программе развития переработки сырого газа на этапе промышленной разработки месторождения Чинаревское был проведен анализ существующего положения на промысле, обоснованы объемы использования газа на собственные нужды месторождения и объемы технологически неизбежного сжигания газа, а также изложены экологические аспекты внедрения мероприятий по утилизации газа 2019-2021 годы.

Разрешённый объем технологически неизбежного сжигания газа на 2019 год (Разрешение на сжигание попутного и (или) природного газа №KZ52VCR00000879 от 22.08.2018г.) составил 62,42 млн.м³, в том числе V_6 - 5,67млн.м³, V_7 - 12,69 млн.м³ и V_8 - 31,89 млн.м³, V_9 - 12,17 млн.м³.

В 2019 году на основании «Проекта разработки нефтегазоконденсатного месторождения Чинаревское по состоянию на 01.10.2017 г. на период 2019-2031 гг.» (заключение №12-03-1996/И от 13.05.2019 года) была разработана и утверждена «Корректировка программы развития переработки сырого газа на этапе промышленной разработки месторождения Чинаревское на 2019-2021 гг.» с показателями добычи на 2020г. (Протокол №8 РГ МЭ РК от 25 октября 2019г.). В рамках данного документа проведен анализ существующего положения на промысле, обоснованы объемы использования газа на собственные нужды месторождения и объемы технологически неизбежного сжигания газа, а также изложены экологические аспекты внедрения мероприятий по утилизации газа на 2020-2021 годы.

В соответствии с «Корректировкой...» объем технологически неизбежного сжигания газа на 2020 год (Разрешение на сжигание попутного и (или) природного газа

№KZ69VPC00011239 от 22.11.2019 г.) составляет 40,67 млн.м³, в том числе V₆ – 1,34 млн.м³, V₇ – 12,65 млн.м³ и V₈ – 22,52 млн.м³, V₉ – 4,16 млн.м³.

В 2020 году была разработана и утверждена «Корректировка программы развития переработки сырого газа на этапе промышленной разработки месторождения Чинаревское на 2019-2021 гг.» с показателями добычи на 2021 год (Протокол №10 РГ МЭ РК от 02.09.2020г.) в связи с утверждением нового проектного документа по разработке «Анализ разработки месторождения Чинаревское по состоянию на 01.01.2020 г.» (письмо №04-14/8236 от 08.07.2020, Протокол ЦКРР № 2/14 от 25.06.2020г.).

В соответствии с «Корректировкой...» объем технологически неизбежного сжигания газа на 2021 год (Разрешение на сжигание попутного и (или) природного газа №KZ93VPC00013426 от 06.10.2020г.) составляет 35,13 млн.м³, в том числе V₆ – 0,0 млн.м³, V₇ – 12,65 млн.м³, V₈ – 19,86 млн.м³, V₉ – 2,62 млн.м³.

Начиная с 2006 года ТОО «Жаикмунай» успешно реализует положения «Программы утилизации попутного газа месторождения Чинаревское ТОО «Жаикмунай», обеспечивая утилизацию путем выработки из газа товарной продукции и использования части газа на собственные нужды промысла в качестве топлива для оборудования ЧНГКМ. В соответствии с проектными решениями утвержденной «Программы...» на месторождении Чинаревское в конце 2010 года введена в эксплуатацию установка комплексной подготовки попутного газа (УКПГ-1/2).

В сентябре 2019 года состоялся запуск УКПГ-3 мощностью 2,5 млрд.нм³/год по сырьевому газу.

Товарной продукцией УКПГ являются:

- Сухой товарный газ;
- Сжиженные углеводородные газы (СПБГ);
- Стабильный конденсат.

Также компания произвела ввод в эксплуатацию трех газотурбинных установок общей мощностью 15 МВт, в 2016 году ввела в эксплуатацию газотурбинную установку общей мощностью 26 МВт для обеспечения электроэнергией собственных нужд промысла.

В настоящее время на сжигание направляется только объем газа при испытаниях и исследованиях в объеме, соответствующем Рабочей программе и проектным документам, технологические потери, объем газа при работе дежурной горелки.

Данные виды сжигания неизбежны при производстве и отражены в балансе газа утвержденной «Программы...».

После утверждения технологических показателей разработки месторождения Чинаревское будет проведена корректировка действующей «Программы развития переработки сырого газа...», с учетом новых данных.

6 ПРЕДВАРИТЕЛЬНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ ПЛАНИРУЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ

При разработке проекта были соблюдены основные принципы разработки Отчета о возможных воздействиях, а именно:

- учет экологической ситуации на территории, оказывающейся в зоне влияния хозяйственной деятельности;
- информативность при проведении разработки Отчет о возможных воздействиях;
- понимание целостного характера проводимых процедур, выполнение их с учетом взаимосвязи возникающих экологических последствий с социальными, экологическими и экономическими факторами.

Объем и полнота содержания представленных материалов отвечают требованиям статьи 72 Экологического Кодекса РК от 02.01.2021 г. №400-VI ЗРК.

6.1. Определение факторов воздействия

Современный общественный менталитет сформировал представления о том, что одним из важнейших моментов воздействия на окружающую среду является его минимальность, не ведущая к значимому ухудшению существующего положения ни для одного элемента экосистемы и сохранение существующего биоразнообразия.

В связи с этим, при характеристике воздействия на окружающую среду основное внимание уделяется негативным последствиям, для оценки которых разработан ряд количественных характеристик, отражающих эти изменения.

Как показывает практика, наиболее приемлемым для решения задач оценки воздействия на природную среду представляется использование трех основных показателей: пространственного и временного масштабов воздействия и его величины (интенсивности).

Существует ряд опробированных методик, основанных на бальной системе оценок.

Отличительной их особенностью является дробность параметров оценки и количественные величины, характеризующие ту или иную категорию параметров.

Основными производственными операциями на месторождении Чинаревское при реализации проектных решений по «Проекту разработки нефтегазоконденсатного месторождения Чинаревское по состоянию на 01.01.2021 г.», которые будут оказывать определенные негативные воздействия на окружающую среду – это добыча и сбор нефтегазовой смеси, подготовка нефти и топливного газа и транспортировка продукции потребителям.

Кроме основных производственных операций будут оказывать воздействие и сопутствующие структуры, такие как, системы энергообеспечения, теплоснабжение объектов, автотранспортные услуги, ремонт и обслуживание технологического оборудования.

В целом состояние окружающей среды при эксплуатации проектируемых объектов зависит от масштабов и интенсивности воздействия на нее. Основными результатами изменения экологической ситуации в штатном режиме являются: загрязнение атмосферного воздуха, нарушение почвенного и растительного покрова, геологической среды, загрязнение поверхностных и подземных вод.

Таким образом, в настоящем Отчете о возможных воздействиях дается оценка воздействия при проведении планируемых работ на месторождении Чинаревское на период разработки месторождения, при которых выявляются факторы воздействия, влияющие на изменения компонентов окружающей среды.

6.2 Виды воздействий

Воздействия на окружающую среду могут быть разделены на технологически обусловленные и не обусловленные.

Технологически обусловленные - это воздействия, объективно возникающие вследствие производства работ, протекания технологических процессов и формирования техногенных потоков веществ. Среди технологически обусловленных воздействий могут быть выделены следующие группы ведущих факторов при реализации проектных решений на месторождении:

-  Нарушения почвенно-растительного покрова возникают при транспортировке оборудования и продуктов нефтедобычи;
-  Возможны аварийные сбросы на почвогрунты различного рода загрязнителей, основными из которых являются углеводородное сырье, сточные воды, ГСМ;
-  Выбросы в атмосферу от неорганизованных источников. Выбросы в атмосферу при нормальных режимах работы, от неорганизованных источников, в силу ограниченной интенсивности выбросов не должны создавать высоких приземных концентраций;
-  При производственной деятельности происходит образование и накопление производственных отходов. Отходы производства и потребления собираются в специальные емкости и вывозятся сторонним организациям на договорной основе.

Технологически не обусловленные воздействия связаны с различного рода отступлениями от проектных решений и экологически неграмотным поведением персонала, в процессе производственной деятельности в штатных ситуациях, а также при авариях. Значительные

последствия могут быть вызваны бесконтрольным проездом техники вне отведенных дорог и неконтролируемым расширением зон землеотвода.

Факторы воздействия на компоненты окружающей среды и основные природоохранные мероприятия обобщены в таблице 6.2.1.

Таблица 6.2.1 – Факторы воздействия на компоненты окружающей среды и основные мероприятия по их снижению

Компоненты окружающей среды	Факторы воздействия на окружающую среду	Мероприятия по снижению отрицательного техногенного воздействия на окружающую среду
Атмосфера	Выбросы загрязняющих веществ. Работа оборудования. Шумовые воздействия	Профилактика и контроль оборудования и трубопроводных систем. Выполнение всех проектных природоохранных решений. Контроль за состоянием атмосферного воздуха.
Водные ресурсы	Фильтрационные утечки углеводородного сырья. Фильтрационные утечки углеводородов из отходов и далее в подземные воды через почвенный покров Опосредованное воздействие через атмосферу и подземные воды	Герметизация технологических процессов. Проведение противокоррозионных мероприятий трубопроводных систем. Осмотр технического состояния канализационной системы. Контроль за техническим состоянием транспортных средств. Применение конструктивных решений, исключающий подпор грунтовых вод или уменьшение инфильтрационного питания.
Недра	Термоэрозия. Просадки. Грифонообразование. Внутрипластовые перетоки флюида	Изоляция водоносных горизонтов. Герметичность подземного и наземного оборудования. Тщательное планирование размещения различных сооружений.
Ландшафты	Механические нарушения. Возникновение техногенных форм рельефа. Оврагообразование и эрозия.	Запрет на движение транспорта вне дорог. Очистка территории от мусора, металлолома и излишнего оборудования.
Почвенно-растительный покров	Нарушение и загрязнение почвенно-растительного слоя. Уничтожение травяного покрова. Тепловое и электромагнитное воздействие. Иссущение.	Создание системы контроля за состоянием почв. Инвентаризация, сбор отходов в специально оборудованных местах, своевременный вывоз отходов. Противопожарные мероприятия. Запрет на движение транспорта вне дорог. Визуальное наблюдение за состоянием растительности на территории производственных объектов.
Животный мир	Незначительное уменьшение площади обитания. Фактор беспокойства. Шум от работающих механизмов.	Разработка строго согласованных маршрутов передвижения техники, не пересекающих миграционные пути животных. Соблюдение норм шумового воздействия. Строительство специальных ограждений.

Любая хозяйственная деятельность может иметь последствиями изменение социальных условий региона как в сторону увеличения благ и выгод местного населения в сфере экономики, просвещения, здравоохранения, так и в сторону ухудшения социальной и экологической ситуации в результате непредвиденных последствий.

В целом, антропогенные воздействия на окружающую среду могут быть как положительные, так и отрицательные. Однако, оценить положительные моменты воздействия на исторически сложившиеся экосистемы чрезвычайно сложно, так как единого мнения

общества, какие аспекты изменений относить к положительным, а какие к отрицательным, в настоящее время нет. Кроме того, положительность изменений практически всегда оценивается с точки зрения сиюминутной выгоды для какой-либо социальной группы или общества без учета долговременных последствий и общей эволюции экосистемы.

В современной методологии Отчета о возможных воздействиях принято выделять следующие виды воздействий, оценка которых проводится автономно, и результаты этой оценки являются основой для определения значимости воздействий:

- прямые воздействия;
- кумулятивные воздействия;
- трансграничные воздействия.

К *прямым воздействиям* относятся воздействия, оказываемые непосредственно во время проведения тех или иных видов работ или технологических операций. Результатом прямого воздействия является изменение компонентов окружающей среды (например, увеличение приземных концентраций при выбросах в атмосферу, увеличение содержания углеводородов и тяжелых металлов при попадании нефти в грунтовые воды и т.п.).

Оценка масштабов, продолжительности и интенсивности прямого воздействия в целом не вызывает каких-либо негативных сложностей, т.к. достаточно подробно регламентирована многочисленными инструкциями и методическими указаниями.

Прямое воздействие оценивается по пространственным и временным параметрам и по его интенсивности, вытекающим из принятых технических решений. Методы определения прямого воздействия детально изложены ниже.

Кумулятивное воздействие представляет собой комбинированное воздействие прошлых и настоящих видов деятельности и деятельности, которую можно обоснованно предсказать на будущее. Эти виды деятельности могут осуществляться во времени и пространстве и могут быть аддитивными или интерактивными/синергичными (например, снижение численности популяции животных, обусловленное комбинированным воздействием выбросов, загрязнением почв и растительности). При попытках идентифицировать кумулятивные воздействия важно принимать во внимание как пространственные, так и временные аспекты, а также идентифицировать другие виды деятельности, которые происходят, или могут происходить на том же самом участке или в пределах той же самой территории.

Оценка кумулятивных воздействий состоит из 2-х этапов:

- идентификация возможных кумулятивных воздействий (скрининг кумулятивных воздействий);
- оценка кумулятивного воздействия на компоненты природной среды.

Трансграничным воздействием называется воздействие, оказываемое объектами хозяйственной и иной деятельности одного государства на экологическое состояние территории другого государства. Оценка данного вида воздействий включает следующие этапы:

- Скрининг. Из матриц интегральной оценки воздействий, для рутинных и аварийных ситуаций, используя пространственный масштаб воздействия, выбираются компоненты природной среды зоны, воздействия на которые выходят за границы государства;
- Определение площади воздействия. Из общей площади воздействия вычлняются площади, расположенные на территории других государств;
- Определение времени воздействия. Для рутинных операций, время воздействия будет постоянным (например, на период эксплуатации). Необходимо определить период времени, в течение которого будет проявляться воздействие на территории соседнего государства (например, повышенные концентрации ЗВ в атмосферном воздухе на территории соседнего государства будут отмечаться не на всем протяжении аварии и ликвидации ее последствий);
- Оценка интенсивности воздействия на каждый выбранный элемент природной среды. По величине оценка интенсивности может не совпадать с баллом интенсивности воздействия по всей площади воздействия;
- Оценка комплексного (интегрального) воздействия на тот или иной элемент природной среды при трансграничном воздействии или комплексная (интегральная) оценка воздействия источника на все компоненты природной среды соседних государств.

6.3 Методика оценки воздействия на окружающую природную среду

Проведение оценки воздействия на окружающую среду является сложной задачей, поскольку приходится рассматривать множество факторов из различных сфер исследования. Кроме того, не все характеристики можно точно проанализировать и придать им количественную оценку. В этом случае прибегают к одному из методов экспертного оценивания, в соответствии с «Методическими указаниями по проведению оценки воздействия хозяйственной деятельности на окружающую среду» (Астана 2009, Приказ МООС РК №270-о от 29.10.10 г.).

Значимость воздействия, являющаяся результирующим показателем оцениваемого воздействия на конкретный компонент природной среды и оценивается по следующим параметрам:

- пространственный масштаб;
- временной масштаб;
- интенсивность.

Методика основана на балльной системе оценок. Здесь использовано четыре уровней оценки.

В таблице 6.3.1 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 6.3.2.

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 6.3.1 - Шкала масштабов воздействия и градация экологических последствий

Масштаб воздействия (рейтинг относительного воздействия и нарушения)	Показатели воздействия и ранжирование потенциальных нарушений
Пространственный масштаб воздействия	
<i>Локальный (1)</i>	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
<i>Ограниченный (2)</i>	Площадь воздействия до 10 км ² для площадных объектов или на удалении до 1 км от линейного объекта
<i>Местный (3)</i>	Площадь воздействия в пределах 10-100 км ² для площадных объектов или 1-10 км от линейного объекта
<i>Региональный (4)</i>	Площадь воздействия более 100 км ² для площадных объектов или на удалении более 10 км от линейного объекта
Временной масштаб воздействия	
<i>Кратковременный (1)</i>	Длительность воздействия до 6 месяцев
<i>Средней продолжительности (2)</i>	От 6 месяцев до 1 года
<i>Продолжительный (3)</i>	От 1 года до 3-х лет
<i>Многолетний (4)</i>	Продолжительность воздействия от 3-х лет и более
Интенсивность воздействия (обратимость изменения)	
<i>Незначительная (1)</i>	Изменения среды не выходят за существующие пределы природной изменчивости
<i>Слабая (2)</i>	Изменения среды превышают пределы природной изменчивости, но среда полностью самовосстанавливается
<i>Умеренная (3)</i>	Изменения среды превышают пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов природной среды. Природная среда сохраняет способность к самовосстановлению поврежденных элементов
<i>Сильная (4)</i>	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)	
<i>Воздействие низкой значимости (1-8)</i>	Последствия воздействия испытываются, но величина воздействия достаточно низка, а также находится в пределах допустимых стандартов или рецепторы имеют низкую чувствительность / ценность
<i>Воздействие средней значимости (9-27)</i>	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
<i>Воздействие высокой значимости (28-64)</i>	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 6.3.2 - Матрица оценки воздействия на окружающую среду в штатном режиме

Категория воздействия, балл			Категория значимости	
Пространственный масштаб	Временной масштаб	Интенсивность воздействия	Баллы	Значимость
<u>Локальный</u> 1	<u>Кратковременный</u> 1	<u>Незначительная</u> 1	1-8	Воздействие низкой значимости
<u>Ограниченный</u> 2	<u>Средней продолжительности</u> 2	<u>Слабая</u> 2	9-27	Воздействие средней значимости
<u>Местный</u> 3	<u>Продолжительный</u> 3	<u>Умеренная</u> 3	28-64	Воздействие высокой значимости
<u>Региональный</u> 4	<u>Многолетний</u> 4	<u>Сильная</u> 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.

6.4 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 пяти уровневая 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 6.4.1. Характеристика критериев учитывает специфику социально-экономических условий республики и базируется на данных анализа многочисленных проектов, реализуемых на территории Республики Казахстан.

Таблица 6.4.1 - 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	
<i>Нулевое (0)</i>	Воздействие отсутствует
<i>Точечное (1)</i>	Воздействие проявляется на территории размещения объектов проекта
<i>Локальное (2)</i>	Воздействие проявляется на территории близлежащих населенных пунктов
<i>Местное (3)</i>	Воздействие проявляется на территории одного или нескольких административных районов
<i>Региональное (4)</i>	Воздействие проявляется на территории области
<i>Национальное (5)</i>	Воздействие проявляется на территории нескольких смежных областей или республики в целом
Временной масштаб воздействия	
<i>Нулевое (0)</i>	Воздействие отсутствует
<i>Кратковременное (1)</i>	Воздействие проявляется на протяжении менее 3-х месяцев
<i>Средней продолжительности (2)</i>	Воздействие проявляется на протяжении от одного сезона (больше 3 –х месяцев) до 1 года
<i>Долговременное (3)</i>	Воздействие проявляется в течение продолжительного периода (больше 1 года, но меньше 3-х лет). Обычно охватывает временные рамки строительства объектов проекта
<i>Продолжительное (4)</i>	Продолжительность воздействия от 3-х до 5 лет. Обычно соответствует выводу объекта на проектную мощность
<i>Постоянное (5)</i>	Продолжительность воздействия более 5 лет
Интенсивность воздействия (обратимость изменения)	
<i>Нулевое (0)</i>	Воздействие отсутствует
<i>Незначительное (1)</i>	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере соответствуют существовавшим до начала реализации проекта колебаниям изменчивости этого показателя
<i>Слабое (2)</i>	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере превышают существующие тенденции в изменении условий проживания в населенных пунктах
<i>Умеренное (3)</i>	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере превышают существующие условия среднерайонного уровня
<i>Значительное (4)</i>	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере превышают существующие условия среднеобластного уровня
<i>Сильное (5)</i>	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 6.4.1, 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 6.4.2.

Таблица 6.2.2 - 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

7 ПРЕДВАРИТЕЛЬНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ

7.1 Характеристика объекта как источника загрязнения атмосферного воздуха

Качество атмосферного воздуха, как одного из основных компонентов природной среды, является важным аспектом при оценке воздействия проектируемого объекта на окружающую среду и здоровье населения.

Загрязненность атмосферного воздуха химическими веществами может влиять на состояние здоровья населения, на животный и растительный мир прилегающей территории.

Воздействие на атмосферный воздух намечаемой деятельности оценивается с позиции соответствия законодательным и нормативным требованиям, предъявляемым к качеству воздуха.

На данной стадии выполнения «Проекта разработки нефтегазоконденсатного месторождения Чинаревское по состоянию на 01.01.2021 г.», когда имеются только общие предварительные технологические решения, возможно получение только ориентировочных значений показателей, которые будут уточняться на последующих стадиях проектирования.

Состояние атмосферного воздуха характеризуется содержанием в нём, выбрасываемых промышленными объектами и объектами строительства, загрязняющих веществ. Уровень воздействия рассматриваемых объектов на атмосферу характеризуется, как объёмами, так и компонентным составом выбросов загрязняющих веществ.

Согласно ««Проекту нормативов предельно-допустимых выбросов в атмосферу (ПДВ) для ТОО «Жаикмунай» на 2017-2018 гг.» (заключение ГЭЭ №KZ06VCY00083784 от 02.12.2016 г.) объем выбросов загрязняющих веществ от существующего оборудования составляет в 2017 году – **13733,1687 тонн**.

Согласно ««Проекту нормативов предельно-допустимых выбросов в атмосферу (ПДВ) для ТОО «Жаикмунай». Корректировка» (заключение ГЭЭ №KZ59VCY00101939 от 13.12.2017 г.) объем выбросов загрязняющих веществ от существующего оборудования составляет в 2018 году – **12250,68423 тонн**.

Согласно ««Проекту нормативов предельно-допустимых выбросов в атмосферу (ПДВ) для ТОО «Жаикмунай» на 2019 год» (заключение ГЭЭ №KZ60VCY00117247 от 25.08.2018 г.) объем выбросов загрязняющих веществ от существующего оборудования составляет в 2019 году – **10928,08023 тонн**.

Согласно ««Проекту нормативов предельно-допустимых выбросов в атмосферу (ПДВ) для ТОО «Жаикмунай» на 2020 год» (заключение ГЭЭ №KZ28VCZ00541535 от 31.12.2019 г.)

объем выбросов загрязняющих веществ от существующего оборудования составляет в 2020 году – **7915,260356 тонн.**

Согласно ««Проекту нормативов предельно-допустимых выбросов в атмосферу (ПДВ) для ТОО «Жаикмунай» на 2021 год» (заключение ГЭЭ №KZ35VCZ00746176 от 14.12.2020 г.) объем выбросов загрязняющих веществ от существующего оборудования составляет в 2021 году – **6608,8957956 тонн.**

В соответствии с представленными выше данными прослеживается тенденция (2017-2021 гг.) к уменьшению объемов выбросов загрязняющих веществ в атмосферу по предприятию в целом.

В рамках настоящего «Проекта разработки нефтегазоконденсатного месторождения Чинаревское по состоянию на 01.01.2021 г.» для характеристики максимального воздействия на атмосферный воздух были выполнены предварительные расчеты по всем трем вариантам разработки, при этом были рассмотрены отдельные года разработки, которые характеризуются максимальными показателями добычи нефти и конденсата.

Количественные параметры выбросов, полученные в результате предварительной оценки, являются ориентировочными.

В настоящем проекте рассмотрены только основные площадки (согласно действующему Проекту ПДВ), 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 и конденсата (в данном случае это резервуары).

Более точные объемы выбросов загрязняющих веществ будут представлены в Проекте нормативов предельно-допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух от объектов ТОО «Жаикмунай» и в технических проектах на строительство проектных скважин, после утверждения основных показателей разработки в рамках данного Проекта разработки.

7.2 Характеристика источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Основными источниками выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при разработке месторождения Чинаревское по любому из рассмотренных вариантов будет являться технологическое оборудование, которое будет задействовано в системе сбора и подготовки продукции, а также площадки добывающих скважин.

Для определения оптимального пути развития месторождения в рамках данного «Проекта разработки нефтегазоконденсатного месторождения Чинаревское по состоянию на 01.01.2021 г.» **рассмотрены три варианта разработки по нефтяным и газоконденсатным объектам.**

В настоящее время месторождение Чинаревское имеет сложившуюся систему внутринефтепромыслового сбора и подготовки нефти, газа, конденсата, развитую инфраструктуру (энергообеспечение, автодороги, водоводы, вахтовый поселок, и проч.).

Технология внутринефтепромыслового сбора и подготовки добываемой продукции скважины будет аналогична действующей схеме и принятым решениям Технологической схемы разработки. Подробное описание существующего положения описано в разделе 5.4.

При проектировании системы сбора продукции нового фонда скважин в соответствии с вариантом разработки на месторождении Чинаревское для ее оптимизации и учета требований к ней необходимо выполнение следующих рекомендаций:

- проектные скважины необходимо включить в действующую систему сбора;
- скважина от устья до объекта сбора должна иметь индивидуальный трубопровод (шлейфы/выкидные линия) для обеспечения возможности поскважинного замера дебитов нефти, газа, конденсата и воды, необходимого для контроля за разработкой месторождения;
- все наземные участки трубопроводов должны быть оснащены теплоизоляцией;
- все технологические объекты должны быть оснащены системами автоматического регулирования, сигнализации по верхним и нижним уровням основных технологических параметров (давление, температура, уровни в емкостном оборудовании и т.п.), системой аварийного останова, срабатывающего при нарушении технологического режима.

Основное загрязнение при эксплуатации месторождения предполагается в результате выделения:

- углеводородов от технологического оборудования (резервуаров, неплотности ЗРА и ФС скважин);
- продуктов сгорания газа (печей подогрева, факелов).

Все источники выбросов можно разделить на организованные и неорганизованные.

Источникам организованных выбросов присвоены четырехзначные номера, начиная с 0001, а неорганизованным источникам выбросов – с 6001.

В период разработки месторождения Чинаревское, в рамках настоящего Проекта разработки, основными источниками выбросов загрязняющих веществ будут являться:



Организованные источники:

- резервуары нефти 2000 м³ и 3000 м³ (площадка УПН) - источники №0001-0002;
- печь подогрева нефти ППТ-0,2Г (площадка УПН) – источник №0003;
- печь подогрева нефти П-1 на УДН (площадка УПН) – источник №0004;
- печь П-2 на УДН (площадка УПН) – источник №0005;
- факельные установки (площадка УПН) – источники №0006-0007;
- резервуары конденсата 5000 м³ (площадка УПН 2) - источники №0008-0010.

Неорганизованные источники:

- площадка УКПГ-1/2 – источник №6001;
- площадка УКПГ-3 – источник №6002;
- площадка ГТЭС-26МВт - источник №6003;
- площадка добывающих скважин – источник №6004.

Ситуационные карты-схемы расположения источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу по всем рассматриваемым вариантам разработки представлены в Приложении 1.

7.3 Анализ расчетов выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Для количественной и качественной оценки выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в период разработки месторождения Чинаревское проведены предварительные расчеты.

В разделе представлен анализ расчетов выбросов ЗВ, которые проведены от площадки добывающих нефтяных и газоконденсатных скважин, которые предполагаются к эксплуатации при реализации проектных решений настоящего Проекта, помимо существующего оборудования, выбросы от которого приняты согласно «Проекту нормативов предельно-допустимых выбросов в атмосферу (ПДВ) для ТОО «Жаикмунай» на 2021 год» (заключение ГЭЭ №KZ35VCZ00746176 от 14.12.2020 г.).

Для характеристики максимального воздействия на атмосферный воздух предварительные расчеты выполнены по всем вариантам разработки, при этом были рассмотрены отдельные года разработки, которые характеризуются максимальными показателями добычи нефти и конденсата.

Нефтяные объекты

Согласно таблицам 5.3.1 – 5.3.6, а также с целью выявить наибольшее воздействие на атмосферный воздух при реализации каждого из трех вариантов разработки месторождения рассмотрены следующие года:

✓ **по первому варианту (рекомендуемый):**



- в 2029 году достигаются максимальные показатели объемов добычи нефти (162,9 тыс. т), при фонде добывающих нефтяных скважин – 39 ед.

✓ **по второму варианту:**

- в 2029 году достигаются максимальные показатели объемов добычи нефти (165,4 тыс. т), при фонде добывающих нефтяных скважин – 40 ед.

✓ **по третьему варианту:**

- в 2030 году достигаются максимальные показатели объемов добычи нефти (204,0 тыс. т), при фонде добывающих нефтяных скважин – 52 ед.

Газоконденсатные объекты

Согласно таблицам 5.3.7 – 5.3.9, а также с целью выявить наибольшее воздействие на атмосферный воздух при реализации каждого из трех вариантов разработки месторождения рассмотрены следующие года:

✓ **при реализации 1 варианта (рекомендуемого):**

- в 2022 году достигаются максимальные (после 2021 года) показатели объемов добычи конденсата (154,8 тыс.т), при фонде добывающих газоконденсатных скважин – 39 ед.

✓ **при реализации 2 варианта:**

- в 2022 году достигаются максимальные (после 2021 года) показатели объемов добычи конденсата (155,1 тыс.т), при фонде добывающих газоконденсатных скважин – 39 ед.

✓ **при реализации 3 варианта:**

- в 2023 году достигаются максимальные показатели объемов добычи конденсата (191,6 тыс.т), при фонде добывающих газоконденсатных скважин – 42 ед.

Расчеты выбросов вредных веществ в атмосферу выполнены в соответствии с:

- Сборником методик по расчету выбросов вредных вещества в атмосферу различными производствами. Приказ МООС №324-п от 27 октября 2006 года;
- «Методических указаний по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров», РНД 211.2.02.09-2004, Астана 2004 г.;
- «Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов» п.6.3, утверждены приказом МООС РК № 196-ө от 29.07.2011 г.
- «Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей» утверждена приказом МООС РК от 30.01.2007 г. № 23-п (с изменениями, внесенными приказом МООС РК от 2 апреля 2008 года №79-п).
- техническими характеристиками применяемого оборудования.

Расчеты выбросов загрязняющих веществ представлены в Приложении 2.

Перечни загрязняющих веществ и ориентировочное количество выбросов загрязняющих веществ в период разработки месторождения Чинаревское по каждому из вариантов представлены в таблицах 7.3.1 – 7.3.3.

Таблица 7.3.1 – Перечень загрязняющих веществ и ориентировочное суммарное количество выбросов загрязняющих веществ в период разработки месторождения Чинаревское по 1 (рекомендуемому) варианту разработки

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м ³	ПДКм.р, мг/м ³	ПДКс.с., мг/м ³	ОБУВ, мг/м ³	Класс опасности	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Значение М/ЭНК
2022 год									
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)	0,04		0,04		3	0,003326	0,004383	0,109575
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)	0,001	0,01	0,001		2	0,000286	0,000377	0,377
0150	Натрий гидроксид (Натр едкий, Сода каустическая) (876*)	0,01			0,01		0,000039	0,001025	0,1025
0151	диНатрий станнат гидрат /в пересчете на олово/ (Оловянноокислый натрий гидрат) (410)	0,02		0,02		3	0,000039	0,001025	0,05125
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,04	0,2	0,04		2	81,966496184	258,287129153	6457,17823
0302	Азотная кислота (5)	0,15	0,4	0,15		2	0,0015	0,03942	0,2628
0303	Аммиак (32)	0,04	0,2	0,04		4	0,000147	0,003863	0,096575
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,06	0,4	0,06		3	21,429599667	149,640096	2494,0016
0316	Гидрохлорид (Соляная кислота, Водород хлорид) (163)	0,1	0,2	0,1		2	0,000396	0,010408	0,10408
0322	Серная кислота (517)	0,1	0,3	0,1		2	0,000081	0,002105	0,02105
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,05	0,15	0,05		3	47,51457932	39,389926794	787,798536
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,05	0,5	0,05		3	176,884658825	108,915402039	2178,30804
0331	Сера элементарная (1125*)	0,07			0,07		0,045663	1,315356	18,7908
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,008	0,008			2	0,55669652905	1,60170456198	200,21307
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	3	5	3		4	605,2520662	1973,86707794	657,955693
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0,005	0,02	0,005		2	0,000233	0,000308	0,0616



0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	0,03	0,2	0,03		2	0,001027	0,001353	0,0451
0410	Метан (727*)	50			50		33,33535383	326,173798949	6,52347598
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	50			50		78,28	343,605731	6,87211462
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	30			30		16,992021	76,789376	2,55964587
0602	Бензол (64)	0,1	0,3	0,1		2	0,220013	0,869159	8,69159
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,2	0,2			3	0,125248	0,381681	1,908405
0621	Метилбензол (349)	0,6	0,6			3	0,136725	0,540448	0,90074667
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0,000001		0,000001		1	0,000011	0,00000023	0,23
0906	Тетрахлорметан (Углерод тетрахлорид, Четыреххлористый углерод) (546)	0,7	4	0,7		2	0,00147	0,038632	0,05518857
1023	2,2'-Оксидиэтанол (Дигликоль, Диэтиленгликоль) (436)	0,2		0,2		4	0,561866	12,283254	61,41627
1034	Пропан-1,2-диол (1007*)	0,03			0,03		1,384566	4,301754	143,3918
1042	Бутан-1-ол (Бутиловый спирт) (102)	0,1	0,1			3	0,044444	0,075	0,75
1052	Метанол (Метиловый спирт) (338)	0,5	1	0,5		3	0,463335	4,002074	8,004148
1061	Этанол (Этиловый спирт) (667)	5	5			4	0,00501	0,131663	0,0263326
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,01	0,05	0,01		2	0,109532	0,001832	0,1832
1401	Пропан-2-он (Ацетон) (470)	0,35	0,35			4	0,001911	0,050221	0,14348857
1555	Уксусная кислота (Этановая кислота) (586)	0,06	0,2	0,06		3	0,00057	0,01498	0,24966667
1716	Смесь природных меркаптанов /в пересчете на этилмеркаптан/ (Одорант СПМ - ТУ 51-81-88) (526)	0,00005	0,00005			3	0,003912	0,001699	33,98
1880	Ди(2-гидроксиэтил)амин (Диэтаноламин) (367*)	0,05			0,05		0,150881	0,876933	17,53866



2049	Красители органические анионные: коричневый 5К, синий; кислотный оранжевый; спирторастворимый оранжевый 2Ж (азокрасители) (Сольвент оранжевый) (664*)	0,03			0,03		0,014577	0,049197	1,6399
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)	0,05			0,05		0,210928	3,325417	66,50834
2752	Уайт-спирит (1294*)	1			1		0,014577	0,049197	0,049197
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	1	1			4	2,795154	4,459598	4,459598
2902	Взвешенные частицы (116)	0,15	0,5	0,15		3	0,33056	2,366118	15,77412
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)	0,1	0,3	0,1		3	0,000436	0,000574	0,00574
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)	0,04			0,04		0,00326	0,03317	0,82925
3401	Ди(2-гидроксиэтил)метиламин (Метилдиэтанолламин) (368*)	0,05			0,05		0,058195	1,759835	35,1967
	В С Е Г О :						1068,90139	3315,262302	13213,365
2029 год									
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)	0,04		0,04		3	0,003326	0,004383	0,109575
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)	0,001	0,01	0,001		2	0,000286	0,000377	0,377
0150	Натрий гидроксид (Натр едкий, Сода каустическая) (876*)	0,01			0,01		0,000039	0,001025	0,1025



0151	диНатрий станнат гидрат /в пересчете на олово/ (Оловянноокислый натрий гидрат) (410)	0,02		0,02		3	0,000039	0,001025	0,05125
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,04	0,2	0,04		2	81,966496184	258,287129153	6457,17823
0302	Азотная кислота (5)	0,15	0,4	0,15		2	0,0015	0,03942	0,2628
0303	Аммиак (32)	0,04	0,2	0,04		4	0,000147	0,003863	0,096575
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,06	0,4	0,06		3	21,429599667	149,640096	2494,0016
0316	Гидрохлорид (Соляная кислота, Водород хлорид) (163)	0,1	0,2	0,1		2	0,000396	0,010408	0,10408
0322	Серная кислота (517)	0,1	0,3	0,1		2	0,000081	0,002105	0,02105
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,05	0,15	0,05		3	47,51457932	39,389926794	787,798536
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,05	0,5	0,05		3	176,884658825	108,915402039	2178,30804
0331	Сера элементарная (1125*)	0,07			0,07		0,045663	1,315356	18,7908
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,008	0,008			2	0,55686352905	1,55686756198	194,608445
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	3	5	3		4	605,2520662	1973,86707794	657,955693
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0,005	0,02	0,005		2	0,000233	0,000308	0,0616
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	0,03	0,2	0,03		2	0,001027	0,001353	0,0451
0410	Метан (727*)	50			50		33,33535383	326,173798949	6,52347598
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	50			50		78,482064	289,457019	5,78914038
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	30			30		17,066757	56,761974	1,8920658
0602	Бензол (64)	0,1	0,3	0,1		2	0,220989	0,607606	6,07606
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,2	0,2			3	0,125555	0,29948	1,4974
0621	Метилбензол (349)	0,6	0,6			3	0,137339	0,376046	0,62674333



0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0,000001		0,000001		1	0,000011	0,00000023	0,23
0906	Тетрахлорметан (Углерод тетрахлорид, Четыреххлористый углерод) (546)	0,7	4	0,7		2	0,00147	0,038632	0,05518857
1023	2,2'-Оксидиэтанол (Дигликоль, Диэтиленгликоль) (436)	0,2		0,2		4	0,561866	12,283254	61,41627
1034	Пропан-1,2-диол (1007*)	0,03			0,03		1,384566	4,301754	143,3918
1042	Бутан-1-ол (Бутиловый спирт) (102)	0,1	0,1			3	0,044444	0,075	0,75
1052	Метанол (Метиловый спирт) (338)	0,5	1	0,5		3	0,463335	4,002074	8,004148
1061	Этанол (Этиловый спирт) (667)	5	5			4	0,00501	0,131663	0,0263326
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,01	0,05	0,01		2	0,109532	0,001832	0,1832
1401	Пропан-2-он (Ацетон) (470)	0,35	0,35			4	0,001911	0,050221	0,14348857
1555	Уксусная кислота (Этановая кислота) (586)	0,06	0,2	0,06		3	0,00057	0,01498	0,24966667
1716	Смесь природных меркаптанов /в пересчете на этилмеркаптан/ (Одорант СПМ - ТУ 51-81-88) (526)	0,00005	0,00005			3	0,003912	0,001699	33,98
1880	Ди(2-гидроксиэтил)амин (Диэтаноламин) (367*)	0,05			0,05		0,150881	0,876933	17,53866
2049	Красители органические анионные: коричневый 5К, синий, кислотный оранжевый; спирторастворимый оранжевый 2Ж (азокрасители) (Сольвент оранжевый) (664*)	0,03			0,03		0,014577	0,049197	1,6399
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)	0,05			0,05		0,210928	3,325417	66,50834
2752	Уайт-спирит (1294*)				1		0,014577	0,049197	0,049197
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1	1			4	2,795154	4,459598	4,459598
2902	Взвешенные частицы (116)	0,15	0,5	0,15		3	0,33056	2,366118	15,77412



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)	0,1	0,3	0,1		3	0,000436	0,000574	0,00574
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)	0,04			0,04		0,00326	0,03317	0,82925
3401	Ди(2-гидроксиэтил)метиламин (Метилдиэтаноламин) (368*)	0,05			0,05		0,058195	1,759835	35,1967
	В С Е Г О :						1069,180254	3240,533195	13202,709



Таблица 7.3.2 - Перечень загрязняющих веществ и ориентировочное суммарное количество выбросов загрязняющих веществ в период разработки месторождения Чинаревское по 2 варианту разработки

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м ³	ПДКм.р, мг/м ³	ПДКс.с., мг/м ³	ОБУВ, мг/м ³	Класс опасности	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Значение М/ЭНК
2022 год									
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)	0,04		0,04		3	0,003326	0,004383	0,109575
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)	0,001	0,01	0,001		2	0,000286	0,000377	0,377
0150	Натрий гидроксид (Натр едкий, Сода каустическая) (876*)	0,01			0,01		0,000039	0,001025	0,1025
0151	диНатрий станнат гидрат /в пересчете на олово/ (Оловянноокислый натрий гидрат) (410)	0,02		0,02		3	0,000039	0,001025	0,05125
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,04	0,2	0,04		2	81,966496184	258,287129153	6457,17823
0302	Азотная кислота (5)	0,15	0,4	0,15		2	0,0015	0,03942	0,2628
0303	Аммиак (32)	0,04	0,2	0,04		4	0,000147	0,003863	0,096575
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,06	0,4	0,06		3	21,429599667	149,640096	2494,0016
0316	Гидрохлорид (Соляная кислота, Водород хлорид) (163)	0,1	0,2	0,1		2	0,000396	0,010408	0,10408
0322	Серная кислота (517)	0,1	0,3	0,1		2	0,000081	0,002105	0,02105
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,05	0,15	0,05		3	47,51457932	39,389926794	787,798536
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,05	0,5	0,05		3	176,884658825	108,915402039	2178,30804
0331	Сера элементарная (1125*)	0,07			0,07		0,045663	1,315356	18,7908
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,008	0,008			2	0,55669652905	1,60192656198	200,24082
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	3	5	3		4	605,2520662	1973,86707794	657,955693



0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0,005	0,02	0,005		2	0,000233	0,000308	0,0616
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	0,03	0,2	0,03		2	0,001027	0,001353	0,0451
0410	Метан (727*)	50			50		33,33535383	326,173798949	6,52347598
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	50			50		78,28	343,874234	6,87748468
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	30			30		16,992021	76,888685	2,56295617
0602	Бензол (64)	0,1	0,3	0,1		2	0,220013	0,870458	8,70458
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,2	0,2			3	0,125248	0,382089	1,910445
0621	Метилбензол (349)	0,6	0,6			3	0,136725	0,541264	0,90210667
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0,000001		0,000001		1	0,000011	0,00000023	0,23
0906	Тетрахлорметан (Углерод тетрахлорид, Четыреххлористый углерод) (546)	0,7	4	0,7		2	0,00147	0,038632	0,05518857
1023	2,2'-Оксидиэтанол (Дигликоль, Диэтиленгликоль) (436)	0,2		0,2		4	0,561866	12,283254	61,41627
1034	Пропан-1,2-диол (1007*)	0,03			0,03		1,384566	4,301754	143,3918
1042	Бутан-1-ол (Бутиловый спирт) (102)	0,1	0,1			3	0,044444	0,075	0,75
1052	Метанол (Метиловый спирт) (338)	0,5	1	0,5		3	0,463335	4,002074	8,004148
1061	Этанол (Этиловый спирт) (667)	5	5			4	0,00501	0,131663	0,0263326
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,01	0,05	0,01		2	0,109532	0,001832	0,1832
1401	Пропан-2-он (Ацетон) (470)	0,35	0,35			4	0,001911	0,050221	0,14348857
1555	Уксусная кислота (Этановая кислота) (586)	0,06	0,2	0,06		3	0,00057	0,01498	0,24966667
1716	Смесь природных меркаптанов /в пересчете на этилмеркаптан/ (Одорант СПМ - ТУ 51-81-88) (526)	0,00005	0,00005			3	0,003912	0,001699	33,98



1880	Ди(2-гидроксиэтил)амин (Диэтаноламин) (367*)	0,05			0,05		0,150881	0,876933	17,53866
2049	Красители органические анионные: коричневый 5К, синий; кислотный оранжевый; спирторастворимый оранжевый 2Ж (азокрасители) (Сольвент оранжевый) (664*)	0,03			0,03		0,014577	0,049197	1,6399
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)	0,05			0,05		0,210928	3,325417	66,50834
2752	Уайт-спирит (1294*)	1			1		0,014577	0,049197	0,049197
2754	Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	1	1			4	2,795154	4,459598	4,459598
2902	Взвешенные частицы (116)	0,15	0,5	0,15		3	0,33056	2,366118	15,77412
2908	Пыль неорганическая, содержащая диоксид кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)	0,1	0,3	0,1		3	0,000436	0,000574	0,00574
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)	0,04			0,04		0,00326	0,03317	0,82925
3401	Ди(2-гидроксиэтил)метиламин (Метилдиэтаноламин) (368*)	0,05			0,05		0,058195	1,759835	35,1967
	В С Е Г О :						1068,90139	3315,632859	13213,418
2029 год									
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)	0,04		0,04		3	0,003326	0,004383	0,109575
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)	0,001	0,01	0,001		2	0,000286	0,000377	0,377



0150	Натрий гидроксид (Натр едкий, Сода каустическая) (876*)	0,01			0,01		0,000039	0,001025	0,1025
0151	диНатрий станнат гидрат /в пересчете на олово/ (Оловянноокислый натрий гидрат) (410)	0,02		0,02		3	0,000039	0,001025	0,05125
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,04	0,2	0,04		2	81,966496184	258,287129153	6457,17823
0302	Азотная кислота (5)	0,15	0,4	0,15		2	0,0015	0,03942	0,2628
0303	Аммиак (32)	0,04	0,2	0,04		4	0,000147	0,003863	0,096575
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,06	0,4	0,06		3	21,429599667	149,640096	2494,0016
0316	Гидрохлорид (Соляная кислота, Водород хлорид) (163)	0,1	0,2	0,1		2	0,000396	0,010408	0,10408
0322	Серная кислота (517)	0,1	0,3	0,1		2	0,000081	0,002105	0,02105
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,05	0,15	0,05		3	47,51457932	39,389926794	787,798536
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,05	0,5	0,05		3	176,884658825	108,915402039	2178,30804
0331	Сера элементарная (1125*)	0,07			0,07		0,045663	1,315356	18,7908
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,008	0,008			2	0,55702752905	1,58481356198	198,101695
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	3	5	3		4	605,2520662	1973,86707794	657,955693
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0,005	0,02	0,005		2	0,000233	0,000308	0,0616
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	0,03	0,2	0,03		2	0,001027	0,001353	0,0451
0410	Метан (727*)	50			50		33,33535383	326,173798949	6,52347598
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	50			50		78,679764	323,204359	6,46408718
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	30			30		17,139878	69,210741	2,3070247
0602	Бензол (64)	0,1	0,3	0,1		2	0,221944	0,770616	7,70616



0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,2	0,2			3	0,125855	0,35071	1,75355
0621	Метилбензол (349)	0,6	0,6			3	0,137939	0,478505	0,79750833
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0,000001		0,000001		1	0,000011	0,00000023	0,23
0906	Тетрахлорметан (Углерод тетрахлорид, Четыреххлористый углерод) (546)	0,7	4	0,7		2	0,00147	0,038632	0,05518857
1023	2,2'-Оксидиэтанол (Дигликоль, Диэтиленгликоль) (436)	0,2		0,2		4	0,561866	12,283254	61,41627
1034	Пропан-1,2-диол (1007*)	0,03			0,03		1,384566	4,301754	143,3918
1042	Бутан-1-ол (Бутиловый спирт) (102)	0,1	0,1			3	0,044444	0,075	0,75
1052	Метанол (Метиловый спирт) (338)	0,5	1	0,5		3	0,463335	4,002074	8,004148
1061	Этанол (Этиловый спирт) (667)	5	5			4	0,00501	0,131663	0,0263326
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,01	0,05	0,01		2	0,109532	0,001832	0,1832
1401	Пропан-2-он (Ацетон) (470)	0,35	0,35			4	0,001911	0,050221	0,14348857
1555	Уксусная кислота (Этановая кислота) (586)	0,06	0,2	0,06		3	0,00057	0,01498	0,24966667
1716	Смесь природных меркаптанов /в пересчете на этилмеркаптан/ (Одорант СПМ - ТУ 51-81-88) (526)	0,00005	0,00005			3	0,003912	0,001699	33,98
1880	Ди(2-гидроксиэтил)амин (Диэтаноламин) (367*)	0,05			0,05		0,150881	0,876933	17,53866
2049	Красители органические анионные: коричневый 5К, синий; кислотный оранжевый; спирторастворимый оранжевый 2Ж (азокрасители) (Сольвент оранжевый) (664*)	0,03			0,03		0,014577	0,049197	1,6399
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)	0,05			0,05		0,210928	3,325417	66,50834
2752	Уайт-спирит (1294*)	1			1		0,014577	0,049197	0,049197
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1	1			4	2,795154	4,459598	4,459598
2902	Взвешенные частицы (116)	0,15	0,5	0,15		3	0,33056	2,366118	15,77412



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)	0,1	0,3	0,1		3	0,000436	0,000574	0,00574
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)	0,04			0,04		0,00326	0,03317	0,82925
3401	Ди(2-гидроксиэтил)метиламин (Метилдиэтаноламин) (368*)	0,05			0,05		0,058195	1,759835	35,1967
	В С Е Г О :						1069,453094	3287,073947	13209,35

Таблица 7.3.3 - Перечень загрязняющих веществ и ориентировочное суммарное количество выбросов загрязняющих веществ в период разработки месторождения Чинаревское по 3 варианту разработки

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м ³	ПДКм.р, мг/м ³	ПДКс.с., мг/м ³	ОБУВ, мг/м ³	Класс опасности	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Значение М/ЭНК
2023 год									
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)	0,04		0,04		3	0,003326	0,004383	0,109575
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)	0,001	0,01	0,001		2	0,000286	0,000377	0,377
0150	Натрий гидроксид (Натр едкий, Сода каустическая) (876*)	0,01			0,01		0,000039	0,001025	0,1025
0151	диНатрий станнат гидрат /в пересчете на олово/ (Оловянноокислый натрий гидрат) (410)	0,02		0,02		3	0,000039	0,001025	0,05125
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,04	0,2	0,04		2	81,966496184	258,287129153	6457,17823
0302	Азотная кислота (5)	0,15	0,4	0,15		2	0,0015	0,03942	0,2628
0303	Аммиак (32)	0,04	0,2	0,04		4	0,000147	0,003863	0,096575
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,06	0,4	0,06		3	21,429599667	149,640096	2494,0016
0316	Гидрохлорид (Соляная кислота, Водород хлорид) (163)	0,1	0,2	0,1		2	0,000396	0,010408	0,10408
0322	Серная кислота (517)	0,1	0,3	0,1		2	0,000081	0,002105	0,02105
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,05	0,15	0,05		3	47,51457932	39,389926794	787,798536
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,05	0,5	0,05		3	176,884658825	108,915402039	2178,30804
0331	Сера элементарная (1125*)	0,07			0,07		0,045663	1,315356	18,7908
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,008	0,008			2	0,55674452905	1,62980256198	203,72532



0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	3	5	3		4	605,2520662	1973,86707794	657,955693
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0,005	0,02	0,005		2	0,000233	0,000308	0,0616
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	0,03	0,2	0,03		2	0,001027	0,001353	0,0451
0410	Метан (727*)	50			50		33,33535383	326,173798949	6,52347598
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	50			50		78,338624	377,536615	7,5507323
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	30			30		17,013704	89,339027	2,97796757
0602	Бензол (64)	0,1	0,3	0,1		2	0,220297	1,033053	10,33053
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,2	0,2			3	0,125337	0,433188	2,16594
0621	Метилбензол (349)	0,6	0,6			3	0,136903	0,64347	1,07245
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0,000001		0,000001		1	0,000011	0,00000023	0,23
0906	Тетрахлорметан (Углерод тетрахлорид, Четыреххлористый углерод) (546)	0,7	4	0,7		2	0,00147	0,038632	0,05518857
1023	2,2'-Оксидиэтанол (Дигликоль, Диэтиленгликоль) (436)	0,2		0,2		4	0,561866	12,283254	61,41627
1034	Пропан-1,2-диол (1007*)	0,03			0,03		1,384566	4,301754	143,3918
1042	Бутан-1-ол (Бутиловый спирт) (102)	0,1	0,1			3	0,044444	0,075	0,75
1052	Метанол (Метиловый спирт) (338)	0,5	1	0,5		3	0,463335	4,002074	8,004148
1061	Этанол (Этиловый спирт) (667)	5	5			4	0,00501	0,131663	0,0263326
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,01	0,05	0,01		2	0,109532	0,001832	0,1832
1401	Пропан-2-он (Ацетон) (470)	0,35	0,35			4	0,001911	0,050221	0,14348857
1555	Уксусная кислота (Этановая кислота) (586)	0,06	0,2	0,06		3	0,00057	0,01498	0,24966667



1716	Смесь природных меркаптанов /в пересчете на этилмеркаптан/ (Одорант СПМ - ТУ 51-81-88) (526)	0,00005	0,00005			3	0,003912	0,001699	33,98
1880	Ди(2-гидроксиэтил)амин (Диэтаноламин) (367*)	0,05			0,05		0,150881	0,876933	17,53866
2049	Красители органические анионные: коричневый 5К, синий; кислотный оранжевый; спирторастворимый оранжевый 2Ж (азокрасители) (Сольвент оранжевый) (664*)	0,03			0,03		0,014577	0,049197	1,6399
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)	0,05			0,05		0,210928	3,325417	66,50834
2752	Уайт-спирит (1294*)	1			1		0,014577	0,049197	0,049197
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1	1			4	2,795154	4,459598	4,459598
2902	Взвешенные частицы (116)	0,15	0,5	0,15		3	0,33056	2,366118	15,77412
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)	0,1	0,3	0,1		3	0,000436	0,000574	0,00574
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)	0,04			0,04		0,00326	0,03317	0,82925
3401	Ди(2-гидроксиэтил)метиламин (Метилдиэтаноламин) (368*)	0,05			0,05		0,058195	1,759835	35,1967
	В С Е Г О :						1068,982296	3362,089358	13220,042
2030 год									



0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)	0,04		0,04		3	0,003326	0,004383	0,109575
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)	0,001	0,01	0,001		2	0,000286	0,000377	0,377
0150	Натрий гидроксид (Натр едкий, Сода каустическая) (876*)	0,01			0,01		0,000039	0,001025	0,1025
0151	диНатрий станнат гидрат /в пересчете на олово/ (Оловянноокислый натрий гидрат) (410)	0,02		0,02		3	0,000039	0,001025	0,05125
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,04	0,2	0,04		2	81,966496184	258,287129153	6457,17823
0302	Азотная кислота (5)	0,15	0,4	0,15		2	0,0015	0,03942	0,2628
0303	Аммиак (32)	0,04	0,2	0,04		4	0,000147	0,003863	0,096575
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,06	0,4	0,06		3	21,429599667	149,640096	2494,0016
0316	Гидрохлорид (Соляная кислота, Водород хлорид) (163)	0,1	0,2	0,1		2	0,000396	0,010408	0,10408
0322	Серная кислота (517)	0,1	0,3	0,1		2	0,000081	0,002105	0,02105
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,05	0,15	0,05		3	47,51457932	39,389926794	787,798536
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,05	0,5	0,05		3	176,884658825	108,915402039	2178,30804
0331	Сера элементарная (1125*)	0,07			0,07		0,045663	1,315356	18,7908
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,008	0,008			2	0,55699852905	1,60501256198	200,62657
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	3	5	3		4	605,2520662	1973,86707794	657,955693
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0,005	0,02	0,005		2	0,000233	0,000308	0,0616



0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	0,03	0,2	0,03		2	0,001027	0,001353	0,0451
0410	Метан (727*)	50			50		33,33535383	326,173798949	6,52347598
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	50			50		78,644838	347,59899	6,9519798
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	30			30		17,12696	78,266319	2,6088773
0602	Бензол (64)	0,1	0,3	0,1		2	0,221776	0,888448	8,88448
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,2	0,2			3	0,125802	0,387743	1,938715
0621	Метилбензол (349)	0,6	0,6			3	0,137833	0,552571	0,92095167
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	1E-06		0,000001		1	0,000011	0,00000023	0,23
0906	Тетрахлорметан (Углерод тетрахлорид, Четыреххлористый углерод) (546)	0,7	4	0,7		2	0,00147	0,038632	0,05518857
1023	2,2'-Оксидиэтанол (Дигликоль, Диэтиленгликоль) (436)	0,2		0,2		4	0,561866	12,283254	61,41627
1034	Пропан-1,2-диол (1007*)	0,03			0,03		1,384566	4,301754	143,3918
1042	Бутан-1-ол (Бутиловый спирт) (102)	0,1	0,1			3	0,044444	0,075	0,75
1052	Метанол (Метиловый спирт) (338)	0,5	1	0,5		3	0,463335	4,002074	8,004148
1061	Этанол (Этиловый спирт) (667)	5	5			4	0,00501	0,131663	0,0263326
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,01	0,05	0,01		2	0,109532	0,001832	0,1832
1401	Пропан-2-он (Ацетон) (470)	0,35	0,35			4	0,001911	0,050221	0,14348857
1555	Уксусная кислота (Этановая кислота) (586)	0,06	0,2	0,06		3	0,00057	0,01498	0,24966667
1716	Смесь природных меркаптанов /в пересчете на этилмеркаптан/ (Одорант СПМ - ТУ 51-81-88) (526)	0,00005	0,00005			3	0,003912	0,001699	33,98



1880	Ди(2-гидроксиэтил)амин (Диэтаноламин) (367*)	0,05			0,05		0,150881	0,876933	17,53866
2049	Красители органические анионные: коричневый 5К, синий; кислотный оранжевый; спирторастворимый оранжевый 2Ж (азокрасители) (Сольвент оранжевый) (664*)	0,03			0,03		0,014577	0,049197	1,6399
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндровое и др.) (716*)	0,05			0,05		0,210928	3,325417	66,50834
2752	Уайт-спирит (1294*)	1			1		0,014577	0,049197	0,049197
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12- C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1	1			4	2,795154	4,459598	4,459598
2902	Взвешенные частицы (116)	0,15	0,5	0,15		3	0,33056	2,366118	15,77412
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, klinkер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)	0,1	0,3	0,1		3	0,000436	0,000574	0,00574
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)	0,04			0,04		0,00326	0,03317	0,82925
3401	Ди(2-гидроксиэтил)метиламин (Метилдиэтаноламин) (368*)	0,05			0,05		0,058195	1,759835	35,1967
	В С Е Г О :						1069,404894	3320,773286	13214,151



Ориентировочный максимальный валовый выброс загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при разработке месторождения Чинаревское по вариантам составит:

– по 1 варианту (рекомендуемый) разработки:

- в 2022 году – 1068,90139 г/с, 3315,262302 т/год;
- в 2029 году – 1069,180254 г/с, 3240,533195 т/год.

– по 2 варианту разработки:

- в 2022 году – 1068,90139 г/с, 3315,632859 т/год;
- в 2029 году – 1069,453094 г/с, 3287,073947 т/год.

– по 3 варианту разработки:

- в 2023 году – 1068,982296 г/с, 3362,089358 т/год;
- в 2030 году – 1069,404894 г/с, 3320,773286 т/год.

В период разработки предполагается строительство скважин по каждому из вариантов.

Ориентировочное количество выбросов загрязняющих веществ при строительстве 1 проектной скважины, по аналогии с ранее разработанным и согласованным «Индивидуальным техническим проектом на строительство эксплуатационной скважины № 58 на месторождении Чинаревское» (заключение ГЭЭ № KZ36VCY00104972 от 05.03.2018 г.), составит:

- в период строительства буровой площадки - **0,8364 г/с, 6,7064 т/год;**
- в период бурения скважины – **12,4708 г/с, 82,262 т/год;**
- в период испытания скважины – **119,1623 г/с, 31,0452 т/год.**

Точные объемы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, образующиеся 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.

Проведенные расчеты выбросов загрязняющих веществ от оборудования в данном проекте являются предварительными. Более точные объемы выбросов загрязняющих веществ будут представлены в Проекте нормативов предельно-допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух от объектов ТОО «Жаикмунай» и в технических проектах на строительство проектных скважин, после утверждения основных показателей разработки.

7.4 Анализ результатов расчета рассеивания загрязняющих веществ в атмосферу

Для оценки влияния выбросов загрязняющих веществ на качество атмосферного воздуха, в соответствии с действующими нормами проектирования в Республике Казахстан используется метод математического моделирования. Моделирование рассеивания загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы проводилось на персональном компьютере по программному комплексу ЭРА Версия 3.0, реализующей основные зависимости и положения «Методики расчета концентраций вредных веществ в атмосферном воздухе от выбросов предприятий».

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.

В связи с тем, что на месторождении Чинаревское, как и на всех месторождениях Западно-Казахстанской области отсутствуют метеостанции «Казгидромет», при расчете максимальных концентраций загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы были использованы значения фоновых концентраций вредных веществ для города Уральск.

В соответствии со справкой о фоновых концентрациях вредных веществ в атмосферном воздухе РГП «Казгидромет» №25-5-1/210 от 12.02.2020 г. (представлена в Приложении 5) ориентировочные значения фоновых концентраций в городе Уральск составили:

- Диоксид серы – $0,0087 \text{ мг/м}^3$;
- Оксид углерода – $2,066 \text{ мг/м}^3$;
- Взвешенные вещества (пыль) – $0,0687 \text{ мг/м}^3$;
- Диоксид азота – $0,0254 \text{ мг/м}^3$.

Расчет максимальных концентраций загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы производился в локальной системе координат. Область моделирования представлена расчётным прямоугольником с размерами сторон $16500 \times 10500 \text{ м}$, покрытым равномерной сеткой с шагом 500 м .

Расчет рассеивания проводился для рекомендуемого 1 варианта разработки месторождения на 2022 год, который характеризуется максимальными выбросами в атмосферу за период разработки.

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу представлены в Приложении 3.

Расчётами рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере определены максимальные концентрации всех загрязняющих веществ, выбрасываемых всеми источниками.

Для оценки воздействия источников выбросов на атмосферный воздух, концентрации загрязняющих веществ на границе санитарно-защитной зоны (СЗЗ) месторождения, жилой зоны (ЖЗ) были сопоставлены с установленными для каждого вещества предельно-допустимыми концентрациями (ПДК) и представлены в таблице 7.4.1.

Таблица 7.4.1 – Значения максимальной концентрации и концентрации загрязняющих веществ на границе СЗЗ и жилой зоны

Код ЗВ	Наименование загрязняющих веществ и состав групп суммаций	Максимальное значение концентрации, доли ПДК	Концентрация на границе СЗЗ, доли ПДК	Концентрация на границе ЖЗ, доли ПДК
0123	Железо (II, III) оксиды	расчет нецелесообразен		
0143	Марганец и его соединения	расчет нецелесообразен		
0150	Натрий гидроксид	расчет нецелесообразен		
0151	диНатрий станнат гидрат	расчет нецелесообразен		
0301	Азота (IV) диоксид	0,789	0,550	0,281
0302	Азотная кислота	расчет нецелесообразен		
0303	Аммиак	расчет нецелесообразен		
0304	Азот (II) оксид	0,089	0,058	0,021
0316	Гидрохлорид	расчет нецелесообразен		
0322	Серная кислота	расчет нецелесообразен		
0328	Углерод	1,403	0,432	0,130
0330	Сера диоксид	0,636	0,424	0,160
0331	Сера элементарная	расчет нецелесообразен		
0333	Сероводород	3,441	0,222	0,049
0337	Углерод оксид	0,602	0,536	0,458
0342	Фтористые газообразные соединения	расчет нецелесообразен		
0344	Фториды неорганические плохо растворимые	расчет нецелесообразен		
0410	Метан	расчет нецелесообразен		
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	0,665	0,031	0,0068
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10	0,410	0,019	0,0041
0602	Бензол	0,535	0,025	0,0054
0616	Диметилбензол	0,252	0,012	0,0026
0621	Метилбензол	0,168	0,0077	0,0017
0703	Бенз/а/пирен	расчет нецелесообразен		
0906	Тетрахлорметан	расчет нецелесообразен		
1023	2,2 - Оксидиэтанол	расчет нецелесообразен		
1034	Пропан-1,2-диол	0,082	0,054	0,019
1042	Бутан-1-ол	расчет нецелесообразен		
1052	Метанол	расчет нецелесообразен		
1061	Этанол	расчет нецелесообразен		
1325	Формальдегид	расчет нецелесообразен		
1401	Пропан-2-он	расчет нецелесообразен		
1555	Уксусная кислота	расчет нецелесообразен		

Код ЗВ	Наименование загрязняющих веществ и состав групп суммаций	Максимальное значение концентрации, доли ПДК	Концентрация на границе СЗЗ, доли ПДК	Концентрация на границе ЖЗ, доли ПДК
1716	Смесь природных меркаптанов	0,138	0,091	0,032
1880	Ди (2-гидроксиэтил) амин	расчет нецелесообразен		
2049	Красители органические анионные	расчет нецелесообразен		
2735	Масло минеральное нефтяное	расчет нецелесообразен		
2752	Уайт-спирит	расчет нецелесообразен		
2754	Углеводороды предельные С12-19	расчет нецелесообразен		
2902	Взвешенные частицы	0,141	0,138	0,138
2908	Пыль неорганическая: 70-20% двуокиси кремния	расчет нецелесообразен		
2930	Пыль абразивная	расчет нецелесообразен		
3401	Ди(2-гидроксиэтил)метиламин (370*)	расчет нецелесообразен		
6001	Группа суммаций 0303+0333	3,441	0,222	0,049
6002	Группа суммаций 0303+0333+1325	3,441	0,225	0,050
6003	Группа суммаций 0303+1325	расчет нецелесообразен		
6007	Группа суммаций 0301+0330	1,416	0,974	0,441
6037	Группа суммаций 0333+1325	3,441	0,225	0,050
6041	Группа суммаций 0330+0342	0,636	0,424	0,160
6042	Группа суммаций 0322+0330	0,636	0,424	0,160
6044	Группа суммаций 0330+0333	3,458	0,587	0,202
6046	Группа суммаций 0302+0316+0322	расчет нецелесообразен		
6359	Группа суммаций 0342+0344	расчет нецелесообразен		

Результаты расчета рассеивания загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы показали, что по определенным веществам максимальные значения концентрации загрязняющих веществ составляют меньше 0,05 долей ПДК, поэтому расчет рассеивания по данным веществам оказался нецелесообразным (таблица 7.4.1). Анализ результатов расчета рассеивания, показал, что при реализации проектных решений разработки месторождения Чинаревское превышений ПДК загрязняющих веществ в атмосфере по всем ингредиентам на границе санитарно-защитной зоны не наблюдается.

Результаты расчетов рассеивания в графическом виде представлены в Приложении 4.

7.5 Санитарно-защитная зона (СЗЗ)

Согласно санитарно-эпидемиологическому заключению Департамента санитарно-эпидемиологического контроля Западно-Казахстанской области Комитета санитарно-эпидемиологического контроля Министерства здравоохранения Республики Казахстан №L.06.X.KZ07VBZ00023109 от 24.12.2020 г., размеры СЗЗ для Чинаревского НГКМ были определены от 1000 м до 4603 м соответственно румбам ветров (1 класс опасности):

- к северу от скважины 40 – 1000 м;
- к западу от скважины 210 – 1000 м;
- к югу от скважины 217 – 4603 м;
- к востоку от скважины 28 – 2014 м.

Граница СЗЗ ЧНГКМ с учетом расположения крайних источников постоянных выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, согласно требованиям классификатора, составила 61692,6 м, площадь расчетной СЗЗ составила 183,069 км².

Анализ результатов расчета рассеивания показал, что максимальная концентрация вредных выбросов в атмосфере с учетом фона на границе СЗЗ не превышает 1ПДК, следовательно, принятый размер санитарно-защитной зоны не требует уточнения.

7.6 Предварительные предложения по установлению нормативов ПДВ

Предварительные нормативы выбросов вредных веществ от источников загрязнения за период эксплуатации месторождения Чинаревское представлены в таблицах 7.6.1-7.6.6.

Таблица 7.6.1 – Предварительные нормативы загрязняющих веществ в период эксплуатации месторождения Чинаревское, 1 вариант разработки, на 2022 год ЭРА v3.0 АО "НИПИнефтегаз"

Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу по предприятию								
ЧНГКМ, Проект разработки, 1 вариант, 2022 год								
Производство цех, участок	Номер источника выброса	Нормативы выбросов загрязняющих веществ						год дос- тиже ния НДВ
		существующее положение на 2021 год		на 2022 год		НДВ		
Код и наименование загрязняющего вещества		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Организованные источники								
(0301) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)								
Печь ППТ-0,2Г	0003	-	-	0,037558	1,16497	0,037558	1,16497	2022
Печь П-1 на УДН	0004	-	-	0,070323	2,181253	0,070323	2,181253	2022
Печь П-2 на УДН	0005	-	-	0,001402	0,043474	0,001402	0,043474	2022
(0304) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)								
Печь ППТ-0,2Г	0003	-	-	0,006103	0,189308	0,006103	0,189308	2022
Печь П-1 на УДН	0004	-	-	0,011427	0,354454	0,011427	0,354454	2022
Печь П-2 на УДН	0005	-	-	0,000228	0,007065	0,000228	0,007065	2022
(0330) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)								
Печь ППТ-0,2Г	0003	-	-	0,000104	0,00324	0,000104	0,00324	2022
Печь П-1 на УДН	0004	-	-	0,000104	0,00324	0,000104	0,00324	2022
Печь П-2 на УДН	0005	-	-	0,000104	0,00324	0,000104	0,00324	2022
(0333) Сероводород (Дигидросульфид) (518)								
Резервуар нефти 2000м3	0001	-	-	0,001029	0,004295	0,001029	0,004295	2022
Резервуар нефти 3000 м3	0002	-	-	0,001029	0,006442	0,001029	0,006442	2022
Резервуар конденсата 5000 м3	0008	-	-	0,01111	0,038241	0,01111	0,038241	2022
Резервуар конденсата 5000 м3	0009	-	-	0,01111	0,038241	0,01111	0,038241	2022
Резервуар конденсата 5000 м3	0010	-	-	0,01111	0,038241	0,01111	0,038241	2022
(0337) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)								
Печь ППТ-0,2Г	0003	-	-	0,014875	0,461387	0,014875	0,461387	2022
Печь П-1 на УДН	0004	-	-	0,036125	1,120511	0,036125	1,120511	2022
Печь П-2 на УДН	0005	-	-	0,0051	0,15819	0,0051	0,15819	2022
(0410) Метан (727*)								
Печь ППТ-0,2Г	0003	-	-	0,014875	0,461387	0,014875	0,461387	2022
Печь П-1 на УДН	0004	-	-	0,036125	1,120511	0,036125	1,120511	2022



Печь П-2 на УДН	0005	-	-	0,0051	0,15819	0,0051	0,15819	2022
(0415) Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)								
Резервуар нефти 2000м3	0001	-	-	1,242355	5,186599	1,242355	5,186599	2022
Резервуар нефти 3000 м3	0002	-	-	1,242355	7,779899	1,242355	7,779899	2022
Резервуар конденсата 5000 м3	0008	-	-	13,417433	46,182759	13,417433	46,182759	2022
Резервуар конденсата 5000 м3	0009	-	-	13,417433	46,182759	13,417433	46,182759	2022
Резервуар конденсата 5000 м3	0010	-	-	13,417433	46,182759	13,417433	46,182759	2022
(0416) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)								
Резервуар нефти 2000м3	0001	-	-	0,459496	1,918312	0,459496	1,918312	2022
Резервуар нефти 3000 м3	0002	-	-	0,459496	2,877467	0,459496	2,877467	2022
Резервуар конденсата 5000 м3	0008	-	-	4,962562	17,08112	4,962562	17,08112	2022
Резервуар конденсата 5000 м3	0009	-	-	4,962562	17,08112	4,962562	17,08112	2022
Резервуар конденсата 5000 м3	0010	-	-	4,962562	17,08112	4,962562	17,08112	2022
(0602) Бензол (64)								
Резервуар нефти 2000м3	0001	-	-	0,006001	0,025053	0,006001	0,025053	2022
Резервуар нефти 3000 м3	0002	-	-	0,006001	0,037579	0,006001	0,037579	2022
Резервуар конденсата 5000 м3	0008	-	-	0,06481	0,223074	0,06481	0,223074	2022
Резервуар конденсата 5000 м3	0009	-	-	0,06481	0,223074	0,06481	0,223074	2022
Резервуар конденсата 5000 м3	0010	-	-	0,06481	0,223074	0,06481	0,223074	2022
(0616) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)								
Резервуар нефти 2000м3	0001	-	-	0,001886	0,007874	0,001886	0,007874	2022
Резервуар нефти 3000 м3	0002	-	-	0,001886	0,011811	0,001886	0,011811	2022
Резервуар конденсата 5000 м3	0008	-	-	0,020369	0,070109	0,020369	0,070109	2022
Резервуар конденсата 5000 м3	0009	-	-	0,020369	0,070109	0,020369	0,070109	2022
Резервуар конденсата 5000 м3	0010	-	-	0,020369	0,070109	0,020369	0,070109	2022
(0621) Метилбензол (349)								
Резервуар нефти 2000м3	0001	-	-	0,003772	0,015747	0,003772	0,015747	2022
Резервуар нефти 3000 м3	0002	-	-	0,003772	0,023621	0,003772	0,023621	2022
Резервуар конденсата 5000 м3	0008	-	-	0,040737	0,140218	0,040737	0,140218	2022
Резервуар конденсата 5000 м3	0009	-	-	0,040737	0,140218	0,040737	0,140218	2022
Резервуар конденсата 5000 м3	0010	-	-	0,040737	0,140218	0,040737	0,140218	2022
в том числе факелы								
(0301) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)								
Факельные дежурные горелки	0006	-	-	0,010607184	0,321677705	0,010607184	0,321677705	2022
Факельные установки УПН при технологически неизбежном сжигании	0007	-	-	7,49088	9,060968448	7,49088	9,060968448	2022



(0304) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)								
Факельные дежурные горелки	0006	-	-	0,001723667	0,052272627	0,001723667	0,052272627	2022
Факельные установки УПН при технологически неизбежном сжигании	0007	-	-	1,217268	1,472407373	1,217268	1,472407373	2022
(0328) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)								
Факельные дежурные горелки	0006	-	-	0,00883932	0,268064754	0,00883932	0,268064754	2022
Факельные установки УПН при технологически неизбежном сжигании	0007	-	-	6,2424	7,55080704	6,2424	7,55080704	2022
(0330) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)								
Факельные дежурные горелки	0006	-	-	0,00247623387	0,07509525889	0,00247623387	0,07509525889	2022
Факельные установки УПН при технологически неизбежном сжигании	0007	-	-	1,7487365907	2,11527178011	1,7487365907	2,11527178011	2022
(0333) Сероводород (Дигидросульфид) (518)								
Факельные дежурные горелки	0006	-	-	0,00000210904	0,00006395954	0,00000210904	0,00006395954	2022
Факельные установки УПН при технологически неизбежном сжигании	0007	-	-	0,00148942001	0,00180160244	0,00148942001	0,00180160244	2022
(0337) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)								
Факельные дежурные горелки	0006	-	-	0,0883932	2,68064754	0,0883932	2,68064754	2022
Факельные установки УПН при технологически неизбежном сжигании	0007	-	-	62,424	75,5080704	62,424	75,5080704	2022
(0410) Метан (727*)								
Факельные дежурные горелки	0006	-	-	0,00220983	0,067016189	0,00220983	0,067016189	2022
Факельные установки УПН при технологически неизбежном сжигании	0007	-	-	1,5606	1,88770176	1,5606	1,88770176	2022
Итого по организованным источникам:		-	-	140,0193196	317,5935484	140,0193196	317,5935484	
Неорганизованные источники								
(0123) Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на(274)								
Площадка УКПГ-3	6002	-	-	0,003326	0,004383	0,003326	0,004383	2022
(0143) Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)								
Площадка УКПГ-3	6002	-	-	0,000286	0,000377	0,000286	0,000377	2022
(0150) Натрий гидроксид (Натр едкий, Сода каустическая) (876*)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,000039	0,001025	0,000039	0,001025	2022
(0151) диНатрий станнат гидрат /в пересчете на олово/ (Оловянноокислый натрий гидрат)(410)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,000039	0,001025	0,000039	0,001025	2022
(0301) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	62,094791	132,223369	62,094791	132,223369	2022
Площадка УКПГ-3	6002	-	-	8,161975	30,793791	8,161975	30,793791	2022



Площадка ГТЭС-26	6003	-	-	4,09896	82,497626	4,09896	82,497626	2022
(0302) Азотная кислота (5)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,0015	0,03942	0,0015	0,03942	2022
(0303) Аммиак (32)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,000147	0,003863	0,000147	0,003863	2022
(0304) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	12,176393	82,502564	12,176393	82,502564	2022
Площадка УКПГ-3	6002	-	-	7,350376	51,656161	7,350376	51,656161	2022
Площадка ГТЭС-26	6003	-	-	0,666081	13,405864	0,666081	13,405864	2022
(0316) Гидрохлорид (Соляная кислота, Водород хлорид) (163)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,000396	0,010408	0,000396	0,010408	2022
(0322) Серная кислота (517)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,000081	0,002105	0,000081	0,002105	2022
(0328) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	38,552446	24,488855	38,552446	24,488855	2022
Площадка УКПГ-3	6002	-	-	2,710894	7,0822	2,710894	7,0822	2022
(0330) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	5,895625	41,194871	5,895625	41,194871	2022
Площадка УКПГ-3	6002	-	-	169,223796	65,115241	169,223796	65,115241	2022
Площадка ГТЭС-26	6003	-	-	0,013713	0,405203	0,013713	0,405203	2022
(0331) Сера элементарная (1125*)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,045663	1,315356	0,045663	1,315356	2022
(0333) Сероводород (Дигидросульфид) (518)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,354088	0,75672	0,354088	0,75672	2022
Площадка УКПГ-3	6002	-	-	0,165088	0,697439	0,165088	0,697439	2022
Площадка ГТЭС-26	6003	-	-	0,000001	0,000042	0,000001	0,000042	2022
Площадка добывающих скважин	6004	-	-	0,00064	0,020178	0,00064	0,020178	2022
(0337) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	455,313084	609,732726	455,313084	609,732726	2022
Площадка УКПГ-3	6002	-	-	52,9732	267,806933	52,9732	267,806933	2022
Площадка ГТЭС-26	6003	-	-	34,397289	1016,398613	34,397289	1016,398613	2022
(0342) Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)								
Площадка УКПГ-3	6002	-	-	0,000233	0,000308	0,000233	0,000308	2022
(0344) Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид,(615)								
Площадка УКПГ-3	6002	-	-	0,001027	0,001353	0,001027	0,001353	2022
(0410) Метан (727*)								



Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	19,510755	49,160894	19,510755	49,160894	2022
Площадка УКПГ-3	6002	-	-	7,219107	125,970585	7,219107	125,970585	2022
Площадка ГТЭС-26	6003	-	-	4,986582	147,347514	4,986582	147,347514	2022
(0415) Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	31,594504	68,535892	31,594504	68,535892	2022
Площадка УКПГ-3	6002	-	-	3,046192	92,116814	3,046192	92,116814	2022
Площадка ГТЭС-26	6003	-	-	0,129584	7,070036	0,129584	7,070036	2022
Площадка добывающих скважин	6004	-	-	0,772711	24,368214	0,772711	24,368214	2022
(0416) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,663537	4,599887	0,663537	4,599887	2022
Площадка УКПГ-3	6002	-	-	0,235989	7,136309	0,235989	7,136309	2022
Площадка ГТЭС-26	6003	-	-	0,000023	0,001232	0,000023	0,001232	2022
Площадка добывающих скважин	6004	-	-	0,285794	9,012809	0,285794	9,012809	2022
(0602) Бензол (64)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,009849	0,0196	0,009849	0,0196	2022
Площадка добывающих скважин	6004	-	-	0,003732	0,117705	0,003732	0,117705	2022
(0616) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,059196	0,114676	0,059196	0,114676	2022
Площадка добывающих скважин	6004	-	-	0,001173	0,036993	0,001173	0,036993	2022
(0621) Метилбензол (349)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,004624	0,00644	0,004624	0,00644	2022
Площадка добывающих скважин	6004	-	-	0,002346	0,073986	0,002346	0,073986	2022
(0703) Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,000009	0,0000002	0,000009	0,0000002	2022
Площадка УКПГ-3	6002	-	-	0,000002	0,00000003	0,000002	0,00000003	2022
(0906) Тетрахлорметан (Углерод тетрахлорид, Четыреххлористый углерод) (546)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,00147	0,038632	0,00147	0,038632	2022
(1023) 2,2'-Оксиэтанол (Дигликоль, Диэтиленгликоль) (436)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,203529	1,447138	0,203529	1,447138	2022
Площадка УКПГ-3	6002	-	-	0,358337	10,836116	0,358337	10,836116	2022
(1034) Пропан-1,2-диол (1007*)								
Площадка УКПГ-3	6002	-	-	1,384566	4,301754	1,384566	4,301754	2022
(1042) Бутан-1-ол (Бутиловый спирт) (102)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,044444	0,075	0,044444	0,075	2022
(1052) Метанол (Метиловый спирт) (338)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,329723	1,994094	0,329723	1,994094	2022



Площадка УКПГ-3	6002	-	-	0,133612	2,00798	0,133612	2,00798	2022
(1061) Этанол (Этиловый спирт) (667)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,00501	0,131663	0,00501	0,131663	2022
(1325) Формальдегид (Метаналь) (609)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,085365	0,001807	0,085365	0,001807	2022
Площадка УКПГ-3	6002	-	-	0,024167	0,000025	0,024167	0,000025	2022
(1401) Пропан-2-он (Ацетон) (470)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,001911	0,050221	0,001911	0,050221	2022
(1555) Уксусная кислота (Этановая кислота) (586)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,00057	0,01498	0,00057	0,01498	2022
(1716) Смесь природных меркаптанов /в пересчете на этилмеркаптан/ (Одорант СПМ - ТУ(526)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,000204	0,001	0,000204	0,001	2022
Площадка УКПГ-3	6002	-	-	0,003707	0,000626	0,003707	0,000626	2022
Площадка ГТЭС-26	6003	-	-	0,000001	0,000073	0,000001	0,000073	2022
(1880) Ди(2-гидроксиэтил)амин (Диэтаноламин) (367*)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,150881	0,876933	0,150881	0,876933	2022
(2049) Красители органические анионные: коричневый 5К, синий; кислотный оранжевый;(664*)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,014577	0,049197	0,014577	0,049197	2022
(2735) Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,104779	0,20716	0,104779	0,20716	2022
Площадка УКПГ-3	6002	-	-	0,063291	1,766677	0,063291	1,766677	2022
Площадка ГТЭС-26	6003	-	-	0,042858	1,35158	0,042858	1,35158	2022
(2752) Уайт-спирит (1294*)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,014577	0,049197	0,014577	0,049197	2022
(2754) Алканы C12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете(10)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	2,113452	1,768413	2,113452	1,768413	2022
Площадка УКПГ-3	6002	-	-	0,681702	2,691185	0,681702	2,691185	2022
(2902) Взвешенные частицы (116)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,2072	1,764705	0,2072	1,764705	2022
Площадка УКПГ-3	6002	-	-	0,12336	0,601413	0,12336	0,601413	2022
(2908) Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент,(494)								
Площадка УКПГ-3	6002	-	-	0,000436	0,000574	0,000436	0,000574	2022
(2930) Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,0026	0,032011	0,0026	0,032011	2022
Площадка УКПГ-3	6002	-	-	0,00066	0,001159	0,00066	0,001159	2022
(3401) Ди(2-гидроксиэтил)метиламин (Метилдиэтаноламин) (368*)								



Площадка УКПГ-3	6002	-	-	0,058195	1,759835	0,058195	1,759835	2022
Итого по неорганизованным источникам:		-	-	928,88207	2997,668753	928,88207	2997,668753	
Всего по предприятию:		-	-	1068,90139	3315,262302	1068,90139	3315,262302	

Таблица 7.6.2 – Предварительные нормативы загрязняющих веществ в период эксплуатации месторождения Чинаревское, 1 вариант разработки, на 2029 год
ЭРА v3.0 АО "НИПИнефтегаз"

Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу по предприятию								
ЧНГКМ, Проект разработки, 1 вариант, 2029 год								
Производство цех, участок	Номер источника выброса	Нормативы выбросов загрязняющих веществ						год дос- тиже ния НДВ
		существующее положение на 2021 год		на 2029 год		НДВ		
Код и наименование загрязняющего вещества		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Организованные источники								
(0301) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)								
Печь ППТ-0,2Г	0003	-	-	0,037558	1,16497	0,037558	1,16497	2029
Печь П-1 на УДН	0004	-	-	0,070323	2,181253	0,070323	2,181253	2029
Печь П-2 на УДН	0005	-	-	0,001402	0,043474	0,001402	0,043474	2029
(0304) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)								
Печь ППТ-0,2Г	0003	-	-	0,006103	0,189308	0,006103	0,189308	2029
Печь П-1 на УДН	0004	-	-	0,011427	0,354454	0,011427	0,354454	2029
Печь П-2 на УДН	0005	-	-	0,000228	0,007065	0,000228	0,007065	2029
(0330) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)								
Печь ППТ-0,2Г	0003	-	-	0,000104	0,00324	0,000104	0,00324	2029
Печь П-1 на УДН	0004	-	-	0,000104	0,00324	0,000104	0,00324	2029
Печь П-2 на УДН	0005	-	-	0,000104	0,00324	0,000104	0,00324	2029
(0333) Сероводород (Дигидросульфид) (518)								
Резервуар нефти 2000м3	0001	-	-	0,001029	0,004615	0,001029	0,004615	2029
Резервуар нефти 3000 м3	0002	-	-	0,001029	0,006922	0,001029	0,006922	2029
Резервуар конденсата 5000 м3	0008	-	-	0,01111	0,02127	0,01111	0,02127	2029
Резервуар конденсата 5000 м3	0009	-	-	0,01111	0,02127	0,01111	0,02127	2029
Резервуар конденсата 5000 м3	0010	-	-	0,01111	0,02127	0,01111	0,02127	2029
(0337) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)								
Печь ППТ-0,2Г	0003	-	-	0,014875	0,461387	0,014875	0,461387	2029



Печь П-1 на УДН	0004	-	-	0,036125	1,120511	0,036125	1,120511	2029
Печь П-2 на УДН	0005	-	-	0,0051	0,15819	0,0051	0,15819	2029
(0410) Метан (727*)								
Печь ППТ-0,2Г	0003	-	-	0,014875	0,461387	0,014875	0,461387	2029
Печь П-1 на УДН	0004	-	-	0,036125	1,120511	0,036125	1,120511	2029
Печь П-2 на УДН	0005	-	-	0,0051	0,15819	0,0051	0,15819	2029
(0415) Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)								
Резервуар нефти 2000м3	0001	-	-	1,242355	5,573199	1,242355	5,573199	2029
Резервуар нефти 3000 м3	0002	-	-	1,242355	8,359799	1,242355	8,359799	2029
Резервуар конденсата 5000 м3	0008	-	-	13,417433	25,686922	13,417433	25,686922	2029
Резервуар конденсата 5000 м3	0009	-	-	13,417433	25,686922	13,417433	25,686922	2029
Резервуар конденсата 5000 м3	0010	-	-	13,417433	25,686922	13,417433	25,686922	2029
(0416) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)								
Резервуар нефти 2000м3	0001	-	-	0,459496	2,061299	0,459496	2,061299	2029
Резервуар нефти 3000 м3	0002	-	-	0,459496	3,091949	0,459496	3,091949	2029
Резервуар конденсата 5000 м3	0008	-	-	4,962562	9,500545	4,962562	9,500545	2029
Резервуар конденсата 5000 м3	0009	-	-	4,962562	9,500545	4,962562	9,500545	2029
Резервуар конденсата 5000 м3	0010	-	-	4,962562	9,500545	4,962562	9,500545	2029
(0602) Бензол (64)								
Резервуар нефти 2000м3	0001	-	-	0,006001	0,02692	0,006001	0,02692	2029
Резервуар нефти 3000 м3	0002	-	-	0,006001	0,04038	0,006001	0,04038	2029
Резервуар конденсата 5000 м3	0008	-	-	0,06481	0,124074	0,06481	0,124074	2029
Резервуар конденсата 5000 м3	0009	-	-	0,06481	0,124074	0,06481	0,124074	2029
Резервуар конденсата 5000 м3	0010	-	-	0,06481	0,124074	0,06481	0,124074	2029
(0616) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)								
Резервуар нефти 2000м3	0001	-	-	0,001886	0,008461	0,001886	0,008461	2029
Резервуар нефти 3000 м3	0002	-	-	0,001886	0,012691	0,001886	0,012691	2029
Резервуар конденсата 5000 м3	0008	-	-	0,020369	0,038995	0,020369	0,038995	2029
Резервуар конденсата 5000 м3	0009	-	-	0,020369	0,038995	0,020369	0,038995	2029
Резервуар конденсата 5000 м3	0010	-	-	0,020369	0,038995	0,020369	0,038995	2029

(0621) Метилбензол (349)								
Резервуар нефти 2000м3	0001	-	-	0,003772	0,016921	0,003772	0,016921	2029
Резервуар нефти 3000 м3	0002	-	-	0,003772	0,025382	0,003772	0,025382	2029
Резервуар конденсата 5000 м3	0008	-	-	0,040737	0,07799	0,040737	0,07799	2029
Резервуар конденсата 5000 м3	0009	-	-	0,040737	0,07799	0,040737	0,07799	2029
Резервуар конденсата 5000 м3	0010	-	-	0,040737	0,07799	0,040737	0,07799	2029
в том числе факелы								
(0301) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)								
Факельные дежурные горелки	0006	-	-	0,010607184	0,321677705	0,010607184	0,321677705	2029
Факельные установки УПН при технологически неизбежном сжигании	0007	-	-	7,49088	9,060968448	7,49088	9,060968448	2029
(0304) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)								
Факельные дежурные горелки	0006	-	-	0,001723667	0,052272627	0,001723667	0,052272627	2029
Факельные установки УПН при технологически неизбежном сжигании	0007	-	-	1,217268	1,472407373	1,217268	1,472407373	2029
(0328) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)								
Факельные дежурные горелки	0006	-	-	0,00883932	0,268064754	0,00883932	0,268064754	2029
Факельные установки УПН при технологически неизбежном сжигании	0007	-	-	6,2424	7,55080704	6,2424	7,55080704	2029
(0330) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)								
Факельные дежурные горелки	0006	-	-	0,00247623387	0,07509525889	0,00247623387	0,07509525889	2029
Факельные установки УПН при технологически неизбежном сжигании	0007	-	-	1,7487365907	2,11527178011	1,7487365907	2,11527178011	2029
(0333) Сероводород (Дигидросульфид) (518)								
Факельные дежурные горелки	0006	-	-	0,00000210904	0,00006395954	0,00000210904	0,00006395954	2029
Факельные установки УПН при технологически неизбежном сжигании	0007	-	-	0,00148942001	0,00180160244	0,00148942001	0,00180160244	2029
(0337) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)								
Факельные дежурные горелки	0006	-	-	0,0883932	2,68064754	0,0883932	2,68064754	2029
Факельные установки УПН при технологически неизбежном сжигании	0007	-	-	62,424	75,5080704	62,424	75,5080704	2029
(0410) Метан (727*)								



Факельные дежурные горелки	0006	-	-	0,00220983	0,067016189	0,00220983	0,067016189	2029
Факельные установки УПН при технологически неизбежном сжигании	0007	-	-	1,5606	1,88770176	1,5606	1,88770176	2029
Итого по организованным источникам:		-	-	140,0193196	234,0702124	140,0193196	234,0702124	
Неорганизованные источники								
(0123) Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на(274)								
Площадка УКПГ-3	6002	-	-	0,003326	0,004383	0,003326	0,004383	2029
(0143) Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)								
Площадка УКПГ-3	6002	-	-	0,000286	0,000377	0,000286	0,000377	2029
(0150) Натрий гидроксид (Натр едкий, Сода каустическая) (876*)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,000039	0,001025	0,000039	0,001025	2029
(0151) диНатрий станнат гидрат /в пересчете на олово/ (Оловянноокислый натрий гидрат)(410)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,000039	0,001025	0,000039	0,001025	2029
(0301) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	62,094791	132,223369	62,094791	132,223369	2029
Площадка УКПГ-3	6002	-	-	8,161975	30,793791	8,161975	30,793791	2029
Площадка ГТЭС-26	6003	-	-	4,09896	82,497626	4,09896	82,497626	2029
(0302) Азотная кислота (5)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,0015	0,03942	0,0015	0,03942	2029
(0303) Аммиак (32)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,000147	0,003863	0,000147	0,003863	2029
(0304) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	12,176393	82,502564	12,176393	82,502564	2029
Площадка УКПГ-3	6002	-	-	7,350376	51,656161	7,350376	51,656161	2029
Площадка ГТЭС-26	6003	-	-	0,666081	13,405864	0,666081	13,405864	2029
(0316) Гидрохлорид (Соляная кислота, Водород хлорид) (163)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,000396	0,010408	0,000396	0,010408	2029
(0322) Серная кислота (517)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,000081	0,002105	0,000081	0,002105	2029
(0328) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)								



Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	38,552446	24,488855	38,552446	24,488855	2029
Площадка УКПГ-3	6002	-	-	2,710894	7,0822	2,710894	7,0822	2029
(0330) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	5,895625	41,194871	5,895625	41,194871	2029
Площадка УКПГ-3	6002	-	-	169,223796	65,115241	169,223796	65,115241	2029
Площадка ГТЭС-26	6003	-	-	0,013713	0,405203	0,013713	0,405203	2029
(0331) Сера элементарная (1125*)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,045663	1,315356	0,045663	1,315356	2029
(0333) Сероводород (Дигидросульфид) (518)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,354088	0,75672	0,354088	0,75672	2029
Площадка УКПГ-3	6002	-	-	0,165088	0,697439	0,165088	0,697439	2029
Площадка ГТЭС-26	6003	-	-	0,000001	0,000042	0,000001	0,000042	2029
Площадка добывающих скважин	6004	-	-	0,000807	0,025454	0,000807	0,025454	2029
(0337) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	455,313084	609,732726	455,313084	609,732726	2029
Площадка УКПГ-3	6002	-	-	52,9732	267,806933	52,9732	267,806933	2029
Площадка ГТЭС-26	6003	-	-	34,397289	1016,398613	34,397289	1016,398613	2029
(0342) Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)								
Площадка УКПГ-3	6002	-	-	0,000233	0,000308	0,000233	0,000308	2029
(0344) Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид,(615)								
Площадка УКПГ-3	6002	-	-	0,001027	0,001353	0,001027	0,001353	2029
(0410) Метан (727*)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	19,510755	49,160894	19,510755	49,160894	2029
Площадка УКПГ-3	6002	-	-	7,219107	125,970585	7,219107	125,970585	2029
Площадка ГТЭС-26	6003	-	-	4,986582	147,347514	4,986582	147,347514	2029
(0415) Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	31,594504	68,535892	31,594504	68,535892	2029
Площадка УКПГ-3	6002	-	-	3,046192	92,116814	3,046192	92,116814	2029
Площадка ГТЭС-26	6003	-	-	0,129584	7,070036	0,129584	7,070036	2029
Площадка добывающих скважин	6004	-	-	0,974775	30,740513	0,974775	30,740513	2029



(0416) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,663537	4,599887	0,663537	4,599887	2029
Площадка УКПГ-3	6002	-	-	0,235989	7,136309	0,235989	7,136309	2029
Площадка ГТЭС-26	6003	-	-	0,000023	0,001232	0,000023	0,001232	2029
Площадка добывающих скважин	6004	-	-	0,36053	11,369663	0,36053	11,369663	2029
(0602) Бензол (64)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,009849	0,0196	0,009849	0,0196	2029
Площадка добывающих скважин	6004	-	-	0,004708	0,148484	0,004708	0,148484	2029
(0616) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,059196	0,114676	0,059196	0,114676	2029
Площадка добывающих скважин	6004	-	-	0,00148	0,046667	0,00148	0,046667	2029
(0621) Метилбензол (349)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,004624	0,00644	0,004624	0,00644	2029
Площадка добывающих скважин	6004	-	-	0,00296	0,093333	0,00296	0,093333	2029
(0703) Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,000009	0,0000002	0,000009	0,0000002	2029
Площадка УКПГ-3	6002	-	-	0,000002	0,00000003	0,000002	0,00000003	2029
(0906) Тетрахлорметан (Углерод тетрахлорид, Четыреххлористый углерод) (546)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,00147	0,038632	0,00147	0,038632	2029
(1023) 2,2'-Оксидиэтанол (Дигликоль, Диэтиленгликоль) (436)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,203529	1,447138	0,203529	1,447138	2029
Площадка УКПГ-3	6002	-	-	0,358337	10,836116	0,358337	10,836116	2029
(1034) Пропан-1,2-диол (1007*)								
Площадка УКПГ-3	6002	-	-	1,384566	4,301754	1,384566	4,301754	2029
(1042) Бутан-1-ол (Бутиловый спирт) (102)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,044444	0,075	0,044444	0,075	2029
(1052) Метанол (Метиловый спирт) (338)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,329723	1,994094	0,329723	1,994094	2029
Площадка УКПГ-3	6002	-	-	0,133612	2,00798	0,133612	2,00798	2029
(1061) Этанол (Этиловый спирт) (667)								



Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,00501	0,131663	0,00501	0,131663	2029
(1325) Формальдегид (Метаналь) (609)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,085365	0,001807	0,085365	0,001807	2029
Площадка УКПГ-3	6002	-	-	0,024167	0,000025	0,024167	0,000025	2029
(1401) Пропан-2-он (Ацетон) (470)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,001911	0,050221	0,001911	0,050221	2029
(1555) Уксусная кислота (Этановая кислота) (586)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,00057	0,01498	0,00057	0,01498	2029
(1716) Смесь природных меркаптанов /в пересчете на этилмеркаптан/ (Одорант СПМ - ТУ(526)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,000204	0,001	0,000204	0,001	2029
Площадка УКПГ-3	6002	-	-	0,003707	0,000626	0,003707	0,000626	2029
Площадка ГТЭС-26	6003	-	-	0,000001	0,000073	0,000001	0,000073	2029
(1880) Ди(2-гидроксиэтил)амин (Диэтаноламин) (367*)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,150881	0,876933	0,150881	0,876933	2029
(2049) Красители органические анионные: коричневый 5К, синий; кислотный оранжевый;(664*)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,014577	0,049197	0,014577	0,049197	2029
(2735) Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,104779	0,20716	0,104779	0,20716	2029
Площадка УКПГ-3	6002	-	-	0,063291	1,766677	0,063291	1,766677	2029
Площадка ГТЭС-26	6003	-	-	0,042858	1,35158	0,042858	1,35158	2029
(2752) Уайт-спирит (1294*)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,014577	0,049197	0,014577	0,049197	2029
(2754) Алканы C12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете(10)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	2,113452	1,768413	2,113452	1,768413	2029
Площадка УКПГ-3	6002	-	-	0,681702	2,691185	0,681702	2,691185	2029
(2902) Взвешенные частицы (116)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,2072	1,764705	0,2072	1,764705	2029
Площадка УКПГ-3	6002	-	-	0,12336	0,601413	0,12336	0,601413	2029
(2908) Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент,(494)								
Площадка УКПГ-3	6002	-	-	0,000436	0,000574	0,000436	0,000574	2029



(2930) Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,0026	0,032011	0,0026	0,032011	2029
Площадка УКПГ-3	6002	-	-	0,00066	0,001159	0,00066	0,001159	2029
(3401) Ди(2-гидроксиэтил)метиламин (Метилдиэтаноламин) (368*)								
Площадка УКПГ-3	6002	-	-	0,058195	1,759835	0,058195	1,759835	2029
Итого по неорганизованным источникам:		-	-	929,160934	3006,462982	929,160934	3006,462982	
Всего по предприятию:		-	-	1069,180254	3240,533195	1069,180254	3240,533195	

Таблица 7.6.3 – Предварительные нормативы загрязняющих веществ в период эксплуатации месторождения Чинаревское, 2 вариант разработки, на 2022 год

ЭРА v3.0 АО "НИПИнефтегаз"								
Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу по предприятию								
ЧНГКМ, Проект разработки, 2 вариант, 2022 год								год дос- тиже ния НДВ
Производство цех, участок	Номер источника выброса	Нормативы выбросов загрязняющих веществ				НДВ		
		существующее положение на 2021 год		на 2022 год				
Код и наименование загрязняющего вещества		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Организованные источники								
(0301) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)								
Печь ППТ-0,2Г	0003	-	-	0,037558	1,16497	0,037558	1,16497	2022
Печь П-1 на УДН	0004	-	-	0,070323	2,181253	0,070323	2,181253	2022
Печь П-2 на УДН	0005	-	-	0,001402	0,043474	0,001402	0,043474	2022
(0304) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)								
Печь ППТ-0,2Г	0003	-	-	0,006103	0,189308	0,006103	0,189308	2022
Печь П-1 на УДН	0004	-	-	0,011427	0,354454	0,011427	0,354454	2022
Печь П-2 на УДН	0005	-	-	0,000228	0,007065	0,000228	0,007065	2022
(0330) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)								
Печь ППТ-0,2Г	0003	-	-	0,000104	0,00324	0,000104	0,00324	2022
Печь П-1 на УДН	0004	-	-	0,000104	0,00324	0,000104	0,00324	2022
Печь П-2 на УДН	0005	-	-	0,000104	0,00324	0,000104	0,00324	2022
(0333) Сероводород (Дигидросульфид) (518)								
Резервуар нефти 2000м3	0001	-	-	0,001029	0,004295	0,001029	0,004295	2022
Резервуар нефти 3000 м3	0002	-	-	0,001029	0,006442	0,001029	0,006442	2022
Резервуар конденсата 5000 м3	0008	-	-	0,01111	0,038315	0,01111	0,038315	2022
Резервуар конденсата 5000 м3	0009	-	-	0,01111	0,038315	0,01111	0,038315	2022
Резервуар конденсата 5000 м3	0010	-	-	0,01111	0,038315	0,01111	0,038315	2022
(0337) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)								
Печь ППТ-0,2Г	0003	-	-	0,014875	0,461387	0,014875	0,461387	2022



Печь П-1 на УДН	0004	-	-	0,036125	1,120511	0,036125	1,120511	2022
Печь П-2 на УДН	0005	-	-	0,0051	0,15819	0,0051	0,15819	2022
(0410) Метан (727*)								
Печь ППТ-0,2Г	0003	-	-	0,014875	0,461387	0,014875	0,461387	2022
Печь П-1 на УДН	0004	-	-	0,036125	1,120511	0,036125	1,120511	2022
Печь П-2 на УДН	0005	-	-	0,0051	0,15819	0,0051	0,15819	2022
(0415) Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)								
Резервуар нефти 2000м3	0001	-	-	1,242355	5,186599	1,242355	5,186599	2022
Резервуар нефти 3000 м3	0002	-	-	1,242355	7,779899	1,242355	7,779899	2022
Резервуар конденсата 5000 м3	0008	-	-	13,417433	46,27226	13,417433	46,27226	2022
Резервуар конденсата 5000 м3	0009	-	-	13,417433	46,27226	13,417433	46,27226	2022
Резервуар конденсата 5000 м3	0010	-	-	13,417433	46,27226	13,417433	46,27226	2022
(0416) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)								
Резервуар нефти 2000м3	0001	-	-	0,459496	1,918312	0,459496	1,918312	2022
Резервуар нефти 3000 м3	0002	-	-	0,459496	2,877467	0,459496	2,877467	2022
Резервуар конденсата 5000 м3	0008	-	-	4,962562	17,114223	4,962562	17,114223	2022
Резервуар конденсата 5000 м3	0009	-	-	4,962562	17,114223	4,962562	17,114223	2022
Резервуар конденсата 5000 м3	0010	-	-	4,962562	17,114223	4,962562	17,114223	2022
(0602) Бензол (64)								
Резервуар нефти 2000м3	0001	-	-	0,006001	0,025053	0,006001	0,025053	2022
Резервуар нефти 3000 м3	0002	-	-	0,006001	0,037579	0,006001	0,037579	2022
Резервуар конденсата 5000 м3	0008	-	-	0,06481	0,223507	0,06481	0,223507	2022
Резервуар конденсата 5000 м3	0009	-	-	0,06481	0,223507	0,06481	0,223507	2022
Резервуар конденсата 5000 м3	0010	-	-	0,06481	0,223507	0,06481	0,223507	2022
(0616) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)								
Резервуар нефти 2000м3	0001	-	-	0,001886	0,007874	0,001886	0,007874	2022
Резервуар нефти 3000 м3	0002	-	-	0,001886	0,011811	0,001886	0,011811	2022
Резервуар конденсата 5000 м3	0008	-	-	0,020369	0,070245	0,020369	0,070245	2022
Резервуар конденсата 5000 м3	0009	-	-	0,020369	0,070245	0,020369	0,070245	2022
Резервуар конденсата 5000 м3	0010	-	-	0,020369	0,070245	0,020369	0,070245	2022



(0621) Метилбензол (349)								
Резервуар нефти 2000м3	0001	-	-	0,003772	0,015747	0,003772	0,015747	2022
Резервуар нефти 3000 м3	0002	-	-	0,003772	0,023621	0,003772	0,023621	2022
Резервуар конденсата 5000 м3	0008	-	-	0,040737	0,14049	0,040737	0,14049	2022
Резервуар конденсата 5000 м3	0009	-	-	0,040737	0,14049	0,040737	0,14049	2022
Резервуар конденсата 5000 м3	0010	-	-	0,040737	0,14049	0,040737	0,14049	2022
в том числе факела								
(0301) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)								
Факельные дежурные горелки	0006	-	-	0,010607184	0,321677705	0,010607184	0,321677705	2022
Факельные установки УПН при технологически неизбежном сжигании	0007	-	-	7,49088	9,060968448	7,49088	9,060968448	2022
(0304) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)								
Факельные дежурные горелки	0006	-	-	0,001723667	0,052272627	0,001723667	0,052272627	2022
Факельные установки УПН при технологически неизбежном сжигании	0007	-	-	1,217268	1,472407373	1,217268	1,472407373	2022
(0328) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)								
Факельные дежурные горелки	0006	-	-	0,00883932	0,268064754	0,00883932	0,268064754	2022
Факельные установки УПН при технологически неизбежном сжигании	0007	-	-	6,2424	7,55080704	6,2424	7,55080704	2022
(0330) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)								
Факельные дежурные горелки	0006	-	-	0,00247623387	0,07509525889	0,00247623387	0,07509525889	2022
Факельные установки УПН при технологически неизбежном сжигании	0007	-	-	1,7487365907	2,11527178011	1,7487365907	2,11527178011	2022
(0333) Сероводород (Дигидросульфид) (518)								
Факельные дежурные горелки	0006	-	-	0,00000210904	0,00006395954	0,00000210904	0,00006395954	2022
Факельные установки УПН при технологически неизбежном сжигании	0007	-	-	0,00148942001	0,00180160244	0,00148942001	0,00180160244	2022
(0337) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)								
Факельные дежурные горелки	0006	-	-	0,0883932	2,68064754	0,0883932	2,68064754	2022
Факельные установки УПН при технологически неизбежном сжигании	0007	-	-	62,424	75,5080704	62,424	75,5080704	2022
(0410) Метан (727*)								



Факельные дежурные горелки	0006	-	-	0,00220983	0,067016189	0,00220983	0,067016189	2022
Факельные установки УПН при технологически неизбежном сжигании	0007	-	-	1,5606	1,88770176	1,5606	1,88770176	2022
Итого по организованным источникам:		-	-	140,0193196	317,9641054	140,0193196	317,9641054	
Неорганизованные источники								
(0123) Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на(274)								
Площадка УКПГ-3	6002	-	-	0,003326	0,004383	0,003326	0,004383	2022
(0143) Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)								
Площадка УКПГ-3	6002	-	-	0,000286	0,000377	0,000286	0,000377	2022
(0150) Натрий гидроксид (Натр едкий, Сода каустическая) (876*)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,000039	0,001025	0,000039	0,001025	2022
(0151) диНатрий станнат гидрат /в пересчете на олово/ (Оловянноокислый натрий гидрат)(410)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,000039	0,001025	0,000039	0,001025	2022
(0301) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	62,094791	132,223369	62,094791	132,223369	2022
Площадка УКПГ-3	6002	-	-	8,161975	30,793791	8,161975	30,793791	2022
Площадка ГТЭС-26	6003	-	-	4,09896	82,497626	4,09896	82,497626	2022
(0302) Азотная кислота (5)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,0015	0,03942	0,0015	0,03942	2022
(0303) Аммиак (32)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,000147	0,003863	0,000147	0,003863	2022
(0304) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	12,176393	82,502564	12,176393	82,502564	2022
Площадка УКПГ-3	6002	-	-	7,350376	51,656161	7,350376	51,656161	2022
Площадка ГТЭС-26	6003	-	-	0,666081	13,405864	0,666081	13,405864	2022
(0316) Гидрохлорид (Соляная кислота, Водород хлорид) (163)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,000396	0,010408	0,000396	0,010408	2022
(0322) Серная кислота (517)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,000081	0,002105	0,000081	0,002105	2022
(0328) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)								



Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	38,552446	24,488855	38,552446	24,488855	2022
Площадка УКПГ-3	6002	-	-	2,710894	7,0822	2,710894	7,0822	2022
(0330) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	5,895625	41,194871	5,895625	41,194871	2022
Площадка УКПГ-3	6002	-	-	169,223796	65,115241	169,223796	65,115241	2022
Площадка ГТЭС-26	6003	-	-	0,013713	0,405203	0,013713	0,405203	2022
(0331) Сера элементарная (1125*)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,045663	1,315356	0,045663	1,315356	2022
(0333) Сероводород (Дигидросульфид) (518)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,354088	0,75672	0,354088	0,75672	2022
Площадка УКПГ-3	6002	-	-	0,165088	0,697439	0,165088	0,697439	2022
Площадка ГТЭС-26	6003	-	-	0,000001	0,000042	0,000001	0,000042	2022
Площадка добывающих скважин	6004	-	-	0,00064	0,020178	0,00064	0,020178	2022
(0337) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	455,313084	609,732726	455,313084	609,732726	2022
Площадка УКПГ-3	6002	-	-	52,9732	267,806933	52,9732	267,806933	2022
Площадка ГТЭС-26	6003	-	-	34,397289	1016,398613	34,397289	1016,398613	2022
(0342) Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)								
Площадка УКПГ-3	6002	-	-	0,000233	0,000308	0,000233	0,000308	2022
(0344) Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид,(615)								
Площадка УКПГ-3	6002	-	-	0,001027	0,001353	0,001027	0,001353	2022
(0410) Метан (727*)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	19,510755	49,160894	19,510755	49,160894	2022
Площадка УКПГ-3	6002	-	-	7,219107	125,970585	7,219107	125,970585	2022
Площадка ГТЭС-26	6003	-	-	4,986582	147,347514	4,986582	147,347514	2022
(0415) Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	31,594504	68,535892	31,594504	68,535892	2022
Площадка УКПГ-3	6002	-	-	3,046192	92,116814	3,046192	92,116814	2022
Площадка ГТЭС-26	6003	-	-	0,129584	7,070036	0,129584	7,070036	2022
Площадка добывающих скважин	6004	-	-	0,772711	24,368214	0,772711	24,368214	2022



(0416) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,663537	4,599887	0,663537	4,599887	2022
Площадка УКПГ-3	6002	-	-	0,235989	7,136309	0,235989	7,136309	2022
Площадка ГТЭС-26	6003	-	-	0,000023	0,001232	0,000023	0,001232	2022
Площадка добывающих скважин	6004	-	-	0,285794	9,012809	0,285794	9,012809	2022
(0602) Бензол (64)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,009849	0,0196	0,009849	0,0196	2022
Площадка добывающих скважин	6004	-	-	0,003732	0,117705	0,003732	0,117705	2022
(0616) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,059196	0,114676	0,059196	0,114676	2022
Площадка добывающих скважин	6004	-	-	0,001173	0,036993	0,001173	0,036993	2022
(0621) Метилбензол (349)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,004624	0,00644	0,004624	0,00644	2022
Площадка добывающих скважин	6004	-	-	0,002346	0,073986	0,002346	0,073986	2022
(0703) Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,000009	0,0000002	0,000009	0,0000002	2022
Площадка УКПГ-3	6002	-	-	0,000002	0,00000003	0,000002	0,00000003	2022
(0906) Тетрахлорметан (Углерод тетрахлорид, Четыреххлористый углерод) (546)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,00147	0,038632	0,00147	0,038632	2022
(1023) 2,2'-Оксидиэтанол (Дигликоль, Диэтиленгликоль) (436)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,203529	1,447138	0,203529	1,447138	2022
Площадка УКПГ-3	6002	-	-	0,358337	10,836116	0,358337	10,836116	2022
(1034) Пропан-1,2-диол (1007*)								
Площадка УКПГ-3	6002	-	-	1,384566	4,301754	1,384566	4,301754	2022
(1042) Бутан-1-ол (Бутиловый спирт) (102)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,044444	0,075	0,044444	0,075	2022
(1052) Метанол (Метиловый спирт) (338)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,329723	1,994094	0,329723	1,994094	2022
Площадка УКПГ-3	6002	-	-	0,133612	2,00798	0,133612	2,00798	2022
(1061) Этанол (Этиловый спирт) (667)								



Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,00501	0,131663	0,00501	0,131663	2022
(1325) Формальдегид (Метаналь) (609)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,085365	0,001807	0,085365	0,001807	2022
Площадка УКПГ-3	6002	-	-	0,024167	0,000025	0,024167	0,000025	2022
(1401) Пропан-2-он (Ацетон) (470)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,001911	0,050221	0,001911	0,050221	2022
(1555) Уксусная кислота (Этановая кислота) (586)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,00057	0,01498	0,00057	0,01498	2022
(1716) Смесь природных меркаптанов /в пересчете на этилмеркаптан/ (Одорант СПМ - ТУ(526)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,000204	0,001	0,000204	0,001	2022
Площадка УКПГ-3	6002	-	-	0,003707	0,000626	0,003707	0,000626	2022
Площадка ГТЭС-26	6003	-	-	0,000001	0,000073	0,000001	0,000073	2022
(1880) Ди(2-гидроксиэтил)амин (Диэтаноламин) (367*)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,150881	0,876933	0,150881	0,876933	2022
(2049) Красители органические анионные: коричневый 5К, синий; кислотный оранжевый;(664*)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,014577	0,049197	0,014577	0,049197	2022
(2735) Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,104779	0,20716	0,104779	0,20716	2022
Площадка УКПГ-3	6002	-	-	0,063291	1,766677	0,063291	1,766677	2022
Площадка ГТЭС-26	6003	-	-	0,042858	1,35158	0,042858	1,35158	2022
(2752) Уайт-спирит (1294*)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,014577	0,049197	0,014577	0,049197	2022
(2754) Алканы C12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете(10)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	2,113452	1,768413	2,113452	1,768413	2022
Площадка УКПГ-3	6002	-	-	0,681702	2,691185	0,681702	2,691185	2022
(2902) Взвешенные частицы (116)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,2072	1,764705	0,2072	1,764705	2022
Площадка УКПГ-3	6002	-	-	0,12336	0,601413	0,12336	0,601413	2022
(2908) Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент),(494)								
Площадка УКПГ-3	6002	-	-	0,000436	0,000574	0,000436	0,000574	2022



(2930) Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,0026	0,032011	0,0026	0,032011	2022
Площадка УКПГ-3	6002	-	-	0,00066	0,001159	0,00066	0,001159	2022
(3401) Ди(2-гидроксиэтил)метиламин (Метилдиэтаноламин) (368*)								
Площадка УКПГ-3	6002	-	-	0,058195	1,759835	0,058195	1,759835	2022
Итого по неорганизованным источникам:		-	-	928,88207	2997,668753	928,88207	2997,668753	
Всего по предприятию:		-	-	1068,90139	3315,632859	1068,90139	3315,632859	

Таблица 7.6.4 – Предварительные нормативы загрязняющих веществ в период эксплуатации месторождения Чинаревское, 2 вариант разработки, на 2029 год ЭРА v3.0 АО "НИПИнефтегаз"

Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу по предприятию								
ЧНГКМ, Проект разработки, 2 вариант, 2029 год								
Производство цех, участок	Номер источника выброса	Нормативы выбросов загрязняющих веществ						год дос- тиже ния НДВ
		существующее положение на 2021 год		на 2029 год		НДВ		
Код и наименование загрязняющего вещества		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Организованные источники								
(0301) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)								
Печь ППТ-0,2Г	0003	-	-	0,037558	1,16497	0,037558	1,16497	2029
Печь П-1 на УДН	0004	-	-	0,070323	2,181253	0,070323	2,181253	2029
Печь П-2 на УДН	0005	-	-	0,001402	0,043474	0,001402	0,043474	2029
(0304) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)								
Печь ППТ-0,2Г	0003	-	-	0,006103	0,189308	0,006103	0,189308	2029
Печь П-1 на УДН	0004	-	-	0,011427	0,354454	0,011427	0,354454	2029
Печь П-2 на УДН	0005	-	-	0,000228	0,007065	0,000228	0,007065	2029
(0330) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)								
Печь ППТ-0,2Г	0003	-	-	0,000104	0,00324	0,000104	0,00324	2029
Печь П-1 на УДН	0004	-	-	0,000104	0,00324	0,000104	0,00324	2029
Печь П-2 на УДН	0005	-	-	0,000104	0,00324	0,000104	0,00324	2029
(0333) Сероводород (Дигидросульфид) (518)								
Резервуар нефти 2000м3	0001	-	-	0,001029	0,004686	0,001029	0,004686	2029
Резервуар нефти 3000 м3	0002	-	-	0,001029	0,007029	0,001029	0,007029	2029
Резервуар конденсата 5000 м3	0008	-	-	0,01111	0,028805	0,01111	0,028805	2029
Резервуар конденсата 5000 м3	0009	-	-	0,01111	0,028805	0,01111	0,028805	2029
Резервуар конденсата 5000 м3	0010	-	-	0,01111	0,028805	0,01111	0,028805	2029
(0337) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)								
Печь ППТ-0,2Г	0003	-	-	0,014875	0,461387	0,014875	0,461387	2029



Печь П-1 на УДН	0004	-	-	0,036125	1,120511	0,036125	1,120511	2029
Печь П-2 на УДН	0005	-	-	0,0051	0,15819	0,0051	0,15819	2029
(0410) Метан (727*)								
Печь ППТ-0,2Г	0003	-	-	0,014875	0,461387	0,014875	0,461387	2029
Печь П-1 на УДН	0004	-	-	0,036125	1,120511	0,036125	1,120511	2029
Печь П-2 на УДН	0005	-	-	0,0051	0,15819	0,0051	0,15819	2029
(0415) Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)								
Резервуар нефти 2000м3	0001	-	-	1,242355	5,65873	1,242355	5,65873	2029
Резервуар нефти 3000 м3	0002	-	-	1,242355	8,488096	1,242355	8,488096	2029
Резервуар конденсата 5000 м3	0008	-	-	13,417433	34,786537	13,417433	34,786537	2029
Резервуар конденсата 5000 м3	0009	-	-	13,417433	34,786537	13,417433	34,786537	2029
Резервуар конденсата 5000 м3	0010	-	-	13,417433	34,786537	13,417433	34,786537	2029
(0416) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)								
Резервуар нефти 2000м3	0001	-	-	0,459496	2,092934	0,459496	2,092934	2029
Резервуар нефти 3000 м3	0002	-	-	0,459496	3,139401	0,459496	3,139401	2029
Резервуар конденсата 5000 м3	0008	-	-	4,962562	12,833122	4,962562	12,833122	2029
Резервуар конденсата 5000 м3	0009	-	-	4,962562	12,866122	4,962562	12,866122	2029
Резервуар конденсата 5000 м3	0010	-	-	4,962562	12,866122	4,962562	12,866122	2029
(0602) Бензол (64)								
Резервуар нефти 2000м3	0001	-	-	0,006001	0,027333	0,006001	0,027333	2029
Резервуар нефти 3000 м3	0002	-	-	0,006001	0,041	0,006001	0,041	2029
Резервуар конденсата 5000 м3	0008	-	-	0,06481	0,168028	0,06481	0,168028	2029
Резервуар конденсата 5000 м3	0009	-	-	0,06481	0,168028	0,06481	0,168028	2029
Резервуар конденсата 5000 м3	0010	-	-	0,06481	0,168028	0,06481	0,168028	2029
(0616) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)								
Резервуар нефти 2000м3	0001	-	-	0,001886	0,00859	0,001886	0,00859	2029
Резервуар нефти 3000 м3	0002	-	-	0,001886	0,012886	0,001886	0,012886	2029
Резервуар конденсата 5000 м3	0008	-	-	0,020369	0,052809	0,020369	0,052809	2029
Резервуар конденсата 5000 м3	0009	-	-	0,020369	0,052809	0,020369	0,052809	2029
Резервуар конденсата 5000 м3	0010	-	-	0,020369	0,052809	0,020369	0,052809	2029

(0621) Метилбензол (349)								
Резервуар нефти 2000м3	0001	-	-	0,003772	0,017181	0,003772	0,017181	2029
Резервуар нефти 3000 м3	0002	-	-	0,003772	0,025771	0,003772	0,025771	2029
Резервуар конденсата 5000 м3	0008	-	-	0,040737	0,105617	0,040737	0,105617	2029
Резервуар конденсата 5000 м3	0009	-	-	0,040737	0,105617	0,040737	0,105617	2029
Резервуар конденсата 5000 м3	0010	-	-	0,040737	0,105617	0,040737	0,105617	2029
в том числе факелы								
(0301) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)								
Факельные дежурные горелки	0006	-	-	0,010607184	0,321677705	0,010607184	0,321677705	2029
Факельные установки УПН при технологически неизбежном сжигании	0007	-	-	7,49088	9,060968448	7,49088	9,060968448	2029
(0304) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)								
Факельные дежурные горелки	0006	-	-	0,001723667	0,052272627	0,001723667	0,052272627	2029
Факельные установки УПН при технологически неизбежном сжигании	0007	-	-	1,217268	1,472407373	1,217268	1,472407373	2029
(0328) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)								
Факельные дежурные горелки	0006	-	-	0,00883932	0,268064754	0,00883932	0,268064754	2029
Факельные установки УПН при технологически неизбежном сжигании	0007	-	-	6,2424	7,55080704	6,2424	7,55080704	2029
(0330) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)								
Факельные дежурные горелки	0006	-	-	0,00247623387	0,07509525889	0,00247623387	0,07509525889	2029
Факельные установки УПН при технологически неизбежном сжигании	0007	-	-	1,7487365907	2,11527178011	1,7487365907	2,11527178011	2029
(0333) Сероводород (Дигидросульфид) (518)								
Факельные дежурные горелки	0006	-	-	0,00000210904	0,00006395954	0,00000210904	0,00006395954	2029
Факельные установки УПН при технологически неизбежном сжигании	0007	-	-	0,00148942001	0,00180160244	0,00148942001	0,00180160244	2029
(0337) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)								
Факельные дежурные горелки	0006	-	-	0,0883932	2,68064754	0,0883932	2,68064754	2029
Факельные установки УПН при технологически неизбежном сжигании	0007	-	-	62,424	75,5080704	62,424	75,5080704	2029
(0410) Метан (727*)								



Факельные дежурные горелки	0006	-	-	0,00220983	0,067016189	0,00220983	0,067016189	2029
Факельные установки УПН при технологически неизбежном сжигании	0007	-	-	1,5606	1,88770176	1,5606	1,88770176	2029
Итого по организованным источникам:		-	-	140,0193196	272,0066774	140,0193196	272,0066774	
Неорганизованные источники								
(0123) Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на(274)								
Площадка УКПГ-3	6002	-	-	0,003326	0,004383	0,003326	0,004383	2029
(0143) Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)								
Площадка УКПГ-3	6002	-	-	0,000286	0,000377	0,000286	0,000377	2029
(0150) Натрий гидроксид (Натр едкий, Сода каустическая) (876*)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,000039	0,001025	0,000039	0,001025	2029
(0151) диНатрий станнат гидрат /в пересчете на олово/ (Оловянноокислый натрий гидрат)(410)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,000039	0,001025	0,000039	0,001025	2029
(0301) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	62,094791	132,223369	62,094791	132,223369	2029
Площадка УКПГ-3	6002	-	-	8,161975	30,793791	8,161975	30,793791	2029
Площадка ГТЭС-26	6003	-	-	4,09896	82,497626	4,09896	82,497626	2029
(0302) Азотная кислота (5)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,0015	0,03942	0,0015	0,03942	2029
(0303) Аммиак (32)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,000147	0,003863	0,000147	0,003863	2029
(0304) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	12,176393	82,502564	12,176393	82,502564	2029
Площадка УКПГ-3	6002	-	-	7,350376	51,656161	7,350376	51,656161	2029
Площадка ГТЭС-26	6003	-	-	0,666081	13,405864	0,666081	13,405864	2029
(0316) Гидрохлорид (Соляная кислота, Водород хлорид) (163)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,000396	0,010408	0,000396	0,010408	2029
(0322) Серная кислота (517)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,000081	0,002105	0,000081	0,002105	2029
(0328) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	38,552446	24,488855	38,552446	24,488855	2029



Площадка УКПГ-3	6002	-	-	2,710894	7,0822	2,710894	7,0822	2029
(0330) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	5,895625	41,194871	5,895625	41,194871	2029
Площадка УКПГ-3	6002	-	-	169,223796	65,115241	169,223796	65,115241	2029
Площадка ГТЭС-26	6003	-	-	0,013713	0,405203	0,013713	0,405203	2029
(0331) Сера элементарная (1125*)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,045663	1,315356	0,045663	1,315356	2029
(0333) Сероводород (Дигидросульфид) (518)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,354088	0,75672	0,354088	0,75672	2029
Площадка УКПГ-3	6002	-	-	0,165088	0,697439	0,165088	0,697439	2029
Площадка ГТЭС-26	6003	-	-	0,000001	0,000042	0,000001	0,000042	2029
Площадка добывающих скважин	6004	-	-	0,000971	0,030617	0,000971	0,030617	2029
(0337) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	455,313084	609,732726	455,313084	609,732726	2029
Площадка УКПГ-3	6002	-	-	52,9732	267,806933	52,9732	267,806933	2029
Площадка ГТЭС-26	6003	-	-	34,397289	1016,398613	34,397289	1016,398613	2029
(0342) Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)								
Площадка УКПГ-3	6002	-	-	0,000233	0,000308	0,000233	0,000308	2029
(0344) Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид,(615)								
Площадка УКПГ-3	6002	-	-	0,001027	0,001353	0,001027	0,001353	2029
(0410) Метан (727*)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	19,510755	49,160894	19,510755	49,160894	2029
Площадка УКПГ-3	6002	-	-	7,219107	125,970585	7,219107	125,970585	2029
Площадка ГТЭС-26	6003	-	-	4,986582	147,347514	4,986582	147,347514	2029
(0415) Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	31,594504	68,535892	31,594504	68,535892	2029
Площадка УКПГ-3	6002	-	-	3,046192	92,116814	3,046192	92,116814	2029
Площадка ГТЭС-26	6003	-	-	0,129584	7,070036	0,129584	7,070036	2029
Площадка добывающих скважин	6004	-	-	1,172475	36,97518	1,172475	36,97518	2029
(0416) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)								

Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,663537	4,599887	0,663537	4,599887	2029
Площадка УКПГ-3	6002	-	-	0,235989	7,136309	0,235989	7,136309	2029
Площадка ГТЭС-26	6003	-	-	0,000023	0,001232	0,000023	0,001232	2029
Площадка добывающих скважин	6004	-	-	0,433651	13,675612	0,433651	13,675612	2029
(0602) Бензол (64)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,009849	0,0196	0,009849	0,0196	2029
Площадка добывающих скважин	6004	-	-	0,005663	0,178599	0,005663	0,178599	2029
(0616) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,059196	0,114676	0,059196	0,114676	2029
Площадка добывающих скважин	6004	-	-	0,00178	0,056131	0,00178	0,056131	2029
(0621) Метилбензол (349)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,004624	0,00644	0,004624	0,00644	2029
Площадка добывающих скважин	6004	-	-	0,00356	0,112262	0,00356	0,112262	2029
(0703) Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,000009	0,0000002	0,000009	0,0000002	2029
Площадка УКПГ-3	6002	-	-	0,000002	0,00000003	0,000002	0,00000003	2029
(0906) Тетрахлорметан (Углерод тетрахлорид, Четыреххлористый углерод) (546)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,00147	0,038632	0,00147	0,038632	2029
(1023) 2,2'-Оксидиэтанол (Дигликоль, Диэтиленгликоль) (436)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,203529	1,447138	0,203529	1,447138	2029
Площадка УКПГ-3	6002	-	-	0,358337	10,836116	0,358337	10,836116	2029
(1034) Пропан-1,2-диол (1007*)								
Площадка УКПГ-3	6002	-	-	1,384566	4,301754	1,384566	4,301754	2029
(1042) Бутан-1-ол (Бутиловый спирт) (102)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,044444	0,075	0,044444	0,075	2029
(1052) Метанол (Метиловый спирт) (338)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,329723	1,994094	0,329723	1,994094	2029
Площадка УКПГ-3	6002	-	-	0,133612	2,00798	0,133612	2,00798	2029
(1061) Этанол (Этиловый спирт) (667)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,00501	0,131663	0,00501	0,131663	2029

(1325) Формальдегид (Метаналь) (609)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,085365	0,001807	0,085365	0,001807	2029
Площадка УКПГ-3	6002	-	-	0,024167	0,000025	0,024167	0,000025	2029
(1401) Пропан-2-он (Ацетон) (470)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,001911	0,050221	0,001911	0,050221	2029
(1555) Уксусная кислота (Этановая кислота) (586)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,00057	0,01498	0,00057	0,01498	2029
(1716) Смесь природных меркаптанов /в пересчете на этилмеркаптан/ (Одорант СПМ - ТУ(526)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,000204	0,001	0,000204	0,001	2029
Площадка УКПГ-3	6002	-	-	0,003707	0,000626	0,003707	0,000626	2029
Площадка ГТЭС-26	6003	-	-	0,000001	0,000073	0,000001	0,000073	2029
(1880) Ди(2-гидроксиэтил)амин (Диэтаноламин) (367*)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,150881	0,876933	0,150881	0,876933	2029
(2049) Красители органические анионные: коричневый 5К, синий; кислотный оранжевый;(664*)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,014577	0,049197	0,014577	0,049197	2029
(2735) Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,104779	0,20716	0,104779	0,20716	2029
Площадка УКПГ-3	6002	-	-	0,063291	1,766677	0,063291	1,766677	2029
Площадка ГТЭС-26	6003	-	-	0,042858	1,35158	0,042858	1,35158	2029
(2752) Уайт-спирит (1294*)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,014577	0,049197	0,014577	0,049197	2029
(2754) Алканы C12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете(10)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	2,113452	1,768413	2,113452	1,768413	2029
Площадка УКПГ-3	6002	-	-	0,681702	2,691185	0,681702	2,691185	2029
(2902) Взвешенные частицы (116)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,2072	1,764705	0,2072	1,764705	2029
Площадка УКПГ-3	6002	-	-	0,12336	0,601413	0,12336	0,601413	2029
(2908) Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент,(494)								
Площадка УКПГ-3	6002	-	-	0,000436	0,000574	0,000436	0,000574	2029
(2930) Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)								



Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,0026	0,032011	0,0026	0,032011	2029
Площадка УКПГ-3	6002	-	-	0,00066	0,001159	0,00066	0,001159	2029
(3401) Ди(2-гидроксиэтил) метиламин (Метилдиэтанолламин) (368*)								
Площадка УКПГ-3	6002	-	-	0,058195	1,759835	0,058195	1,759835	2029
Итого по неорганизованным источникам:		-	-	929,433774	3015,067269	929,433774	3015,067269	
Всего по предприятию:		-	-	1069,453094	3287,073947	1069,453094	3287,073947	

Таблица 7.6.5 – Предварительные нормативы загрязняющих веществ в период эксплуатации месторождения Чинаревское, 3 вариант разработки, на 2023 год ЭРА v3.0 АО "НИПИнефтегаз"

Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу по предприятию								
ЧНГКМ, Проект разработки, 3 вариант, 2023 год								
Производство цех, участок	Номер источника выброса	Нормативы выбросов загрязняющих веществ						год дос- тиже ния НДВ
		существующее положение на 2021 год		на 2023 год		НДВ		
Код и наименование загрязняющего вещества		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Организованные источники								
(0301) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)								
Печь ППТ-0,2Г	0003	-	-	0,037558	1,16497	0,037558	1,16497	2023
Печь П-1 на УДН	0004	-	-	0,070323	2,181253	0,070323	2,181253	2023
Печь П-2 на УДН	0005	-	-	0,001402	0,043474	0,001402	0,043474	2023
(0304) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)								
Печь ППТ-0,2Г	0003	-	-	0,006103	0,189308	0,006103	0,189308	2023
Печь П-1 на УДН	0004	-	-	0,011427	0,354454	0,011427	0,354454	2023
Печь П-2 на УДН	0005	-	-	0,000228	0,007065	0,000228	0,007065	2023
(0330) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)								
Печь ППТ-0,2Г	0003	-	-	0,000104	0,00324	0,000104	0,00324	2023
Печь П-1 на УДН	0004	-	-	0,000104	0,00324	0,000104	0,00324	2023
Печь П-2 на УДН	0005	-	-	0,000104	0,00324	0,000104	0,00324	2023
(0333) Сероводород (Дигидросульфид) (518)								
Резервуар нефти 2000м3	0001	-	-	0,001029	0,004011	0,001029	0,004011	2023
Резервуар нефти 3000 м3	0002	-	-	0,001029	0,006017	0,001029	0,006017	2023
Резервуар конденсата 5000 м3	0008	-	-	0,01111	0,047333	0,01111	0,047333	2023
Резервуар конденсата 5000 м3	0009	-	-	0,01111	0,047333	0,01111	0,047333	2023
Резервуар конденсата 5000 м3	0010	-	-	0,01111	0,047333	0,01111	0,047333	2023
(0337) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)								
Печь ППТ-0,2Г	0003	-	-	0,014875	0,461387	0,014875	0,461387	2023



Печь П-1 на УДН	0004	-	-	0,036125	1,120511	0,036125	1,120511	2023
Печь П-2 тна УДН	0005	-	-	0,0051	0,15819	0,0051	0,15819	2023
(0410) Метан (727*)								
Печь ППТ-0,2Г	0003	-	-	0,014875	0,461387	0,014875	0,461387	2023
Печь П-1 на УДН	0004	-	-	0,036125	1,120511	0,036125	1,120511	2023
Печь П-2 тна УДН	0005	-	-	0,0051	0,15819	0,0051	0,15819	2023
(0415) Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)								
Резервуар нефти 2000м3	0001	-	-	1,242355	4,844475	1,242355	4,844475	2023
Резервуар нефти 3000 м3	0002	-	-	1,242355	7,266713	1,242355	7,266713	2023
Резервуар конденсата 5000 м3	0008	-	-	13,417433	57,161904	13,417433	57,161904	2023
Резервуар конденсата 5000 м3	0009	-	-	13,417433	57,161904	13,417433	57,161904	2023
Резервуар конденсата 5000 м3	0010	-	-	13,417433	57,161904	13,417433	57,161904	2023
(0416) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)								
Резервуар нефти 2000м3	0001	-	-	0,459496	1,791774	0,459496	1,791774	2023
Резервуар нефти 3000 м3	0002	-	-	0,459496	2,687661	0,459496	2,687661	2023
Резервуар конденсата 5000 м3	0008	-	-	4,962562	21,141858	4,962562	21,141858	2023
Резервуар конденсата 5000 м3	0009	-	-	4,962562	21,141858	4,962562	21,141858	2023
Резервуар конденсата 5000 м3	0010	-	-	4,962562	21,141858	4,962562	21,141858	2023
(0602) Бензол (64)								
Резервуар нефти 2000м3	0001	-	-	0,006001	0,0234	0,006001	0,0234	2023
Резервуар нефти 3000 м3	0002	-	-	0,006001	0,0351	0,006001	0,0351	2023
Резервуар конденсата 5000 м3	0008	-	-	0,06481	0,276106	0,06481	0,276106	2023
Резервуар конденсата 5000 м3	0009	-	-	0,06481	0,276106	0,06481	0,276106	2023
Резервуар конденсата 5000 м3	0010	-	-	0,06481	0,276106	0,06481	0,276106	2023
(0616) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)								
Резервуар нефти 2000м3	0001	-	-	0,001886	0,007354	0,001886	0,007354	2023
Резервуар нефти 3000 м3	0002	-	-	0,001886	0,011031	0,001886	0,011031	2023
Резервуар конденсата 5000 м3	0008	-	-	0,020369	0,086776	0,020369	0,086776	2023
Резервуар конденсата 5000 м3	0009	-	-	0,020369	0,086776	0,020369	0,086776	2023
Резервуар конденсата 5000 м3	0010	-	-	0,020369	0,086776	0,020369	0,086776	2023

(0621) Метилбензол (349)								
Резервуар нефти 2000м3	0001	-	-	0,003772	0,014709	0,003772	0,014709	2023
Резервуар нефти 3000 м3	0002	-	-	0,003772	0,022063	0,003772	0,022063	2023
Резервуар конденсата 5000 м3	0008	-	-	0,040737	0,173553	0,040737	0,173553	2023
Резервуар конденсата 5000 м3	0009	-	-	0,040737	0,173553	0,040737	0,173553	2023
Резервуар конденсата 5000 м3	0010	-	-	0,040737	0,173553	0,040737	0,173553	2023
в том числе факелы								
(0301) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)								
Факельные дежурные горелки	0006	-	-	0,010607184	0,321677705	0,010607184	0,321677705	2023
Факельные установки УПН при технологически неизбежном сжигании	0007	-	-	7,49088	9,060968448	7,49088	9,060968448	2023
(0304) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)								
Факельные дежурные горелки	0006	-	-	0,001723667	0,052272627	0,001723667	0,052272627	2023
Факельные установки УПН при технологически неизбежном сжигании	0007	-	-	1,217268	1,472407373	1,217268	1,472407373	2023
(0328) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)								
Факельные дежурные горелки	0006	-	-	0,00883932	0,268064754	0,00883932	0,268064754	2023
Факельные установки УПН при технологически неизбежном сжигании	0007	-	-	6,2424	7,55080704	6,2424	7,55080704	2023
(0330) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)								
Факельные дежурные горелки	0006	-	-	0,00247623387	0,07509525889	0,00247623387	0,07509525889	2023
Факельные установки УПН при технологически неизбежном сжигании	0007	-	-	1,7487365907	2,11527178011	1,7487365907	2,11527178011	2023
(0333) Сероводород (Дигидросульфид) (518)								
Факельные дежурные горелки	0006	-	-	0,00000210904	0,00006395954	0,00000210904	0,00006395954	2023
Факельные установки УПН при технологически неизбежном сжигании	0007	-	-	0,00148942001	0,00180160244	0,00148942001	0,00180160244	2023
(0337) Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)								
Факельные дежурные горелки	0006	-	-	0,0883932	2,68064754	0,0883932	2,68064754	2023
Факельные установки УПН при технологически неизбежном сжигании	0007	-	-	62,424	75,5080704	62,424	75,5080704	2023
(0410) Метан (727*)								



Факельные дежурные горелки	0006	-	-	0,00220983	0,067016189	0,00220983	0,067016189	2023
Факельные установки УПН при технологически неизбежном сжигании	0007	-	-	1,5606	1,88770176	1,5606	1,88770176	2023
Итого по организованным источникам:		-	-	140,0193196	361,8691844	140,0193196	361,8691844	
Неорганизованные источники								
(0123) Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на(274)								
Площадка УКПГ-3	6002	-	-	0,003326	0,004383	0,003326	0,004383	2023
(0143) Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)								
Площадка УКПГ-3	6002	-	-	0,000286	0,000377	0,000286	0,000377	2023
(0150) Натрий гидроксид (Натр едкий, Сода каустическая) (876*)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,000039	0,001025	0,000039	0,001025	2023
(0151) диНатрий станнат гидрат /в пересчете на олово/ (Оловянноокислый натрий гидрат)(410)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,000039	0,001025	0,000039	0,001025	2023
(0301) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	62,094791	132,223369	62,094791	132,223369	2023
Площадка УКПГ-3	6002	-	-	8,161975	30,793791	8,161975	30,793791	2023
Площадка ГТЭС-26	6003	-	-	4,09896	82,497626	4,09896	82,497626	2023
(0302) Азотная кислота (5)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,0015	0,03942	0,0015	0,03942	2023
(0303) Аммиак (32)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,000147	0,003863	0,000147	0,003863	2023
(0304) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	12,176393	82,502564	12,176393	82,502564	2023
Площадка УКПГ-3	6002	-	-	7,350376	51,656161	7,350376	51,656161	2023
Площадка ГТЭС-26	6003	-	-	0,666081	13,405864	0,666081	13,405864	2023
(0316) Гидрохлорид (Соляная кислота, Водород хлорид) (163)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,000396	0,010408	0,000396	0,010408	2023
(0322) Серная кислота (517)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,000081	0,002105	0,000081	0,002105	2023
(0328) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	38,552446	24,488855	38,552446	24,488855	2023



Площадка УКПГ-3	6002	-	-	2,710894	7,0822	2,710894	7,0822	2023
(0330) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	5,895625	41,194871	5,895625	41,194871	2023
Площадка УКПГ-3	6002	-	-	169,223796	65,115241	169,223796	65,115241	2023
Площадка ГТЭС-26	6003	-	-	0,013713	0,405203	0,013713	0,405203	2023
(0331) Сера элементарная (1125*)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,045663	1,315356	0,045663	1,315356	2023
(0333) Сероводород (Дигидросульфид) (518)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,354088	0,75672	0,354088	0,75672	2023
Площадка УКПГ-3	6002	-	-	0,165088	0,697439	0,165088	0,697439	2023
Площадка ГТЭС-26	6003	-	-	0,000001	0,000042	0,000001	0,000042	2023
Площадка добывающих скважин	6004	-	-	0,000688	0,021709	0,000688	0,021709	2023
(0337) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	455,313084	609,732726	455,313084	609,732726	2023
Площадка УКПГ-3	6002	-	-	52,9732	267,806933	52,9732	267,806933	2023
Площадка ГТЭС-26	6003	-	-	34,397289	1016,398613	34,397289	1016,398613	2023
(0342) Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)								
Площадка УКПГ-3	6002	-	-	0,000233	0,000308	0,000233	0,000308	2023
(0344) Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид,(615)								
Площадка УКПГ-3	6002	-	-	0,001027	0,001353	0,001027	0,001353	2023
(0410) Метан (727*)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	19,510755	49,160894	19,510755	49,160894	2023
Площадка УКПГ-3	6002	-	-	7,219107	125,970585	7,219107	125,970585	2023
Площадка ГТЭС-26	6003	-	-	4,986582	147,347514	4,986582	147,347514	2023
(0415) Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	31,594504	68,535892	31,594504	68,535892	2023
Площадка УКПГ-3	6002	-	-	3,046192	92,116814	3,046192	92,116814	2023
Площадка ГТЭС-26	6003	-	-	0,129584	7,070036	0,129584	7,070036	2023
Площадка добывающих скважин	6004	-	-	0,831335	26,216973	0,831335	26,216973	2023
(0416) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)								

Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,663537	4,599887	0,663537	4,599887	2023
Площадка УКПГ-3	6002	-	-	0,235989	7,136309	0,235989	7,136309	2023
Площадка ГТЭС-26	6003	-	-	0,000023	0,001232	0,000023	0,001232	2023
Площадка добывающих скважин	6004	-	-	0,307477	9,69659	0,307477	9,69659	2023
(0602) Бензол (64)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,009849	0,0196	0,009849	0,0196	2023
Площадка добывающих скважин	6004	-	-	0,004016	0,126635	0,004016	0,126635	2023
(0616) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,059196	0,114676	0,059196	0,114676	2023
Площадка добывающих скважин	6004	-	-	0,001262	0,039799	0,001262	0,039799	2023
(0621) Метилбензол (349)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,004624	0,00644	0,004624	0,00644	2023
Площадка добывающих скважин	6004	-	-	0,002524	0,079599	0,002524	0,079599	2023
(0703) Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,000009	0,0000002	0,000009	0,0000002	2023
Площадка УКПГ-3	6002	-	-	0,000002	0,00000003	0,000002	0,00000003	2023
(0906) Тетрахлорметан (Углерод тетрахлорид, Четыреххлористый углерод) (546)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,00147	0,038632	0,00147	0,038632	2023
(1023) 2,2'-Оксидиэтанол (Дигликоль, Диэтиленгликоль) (436)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,203529	1,447138	0,203529	1,447138	2023
Площадка УКПГ-3	6002	-	-	0,358337	10,836116	0,358337	10,836116	2023
(1034) Пропан-1,2-диол (1007*)								
Площадка УКПГ-3	6002	-	-	1,384566	4,301754	1,384566	4,301754	2023
(1042) Бутан-1-ол (Бутиловый спирт) (102)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,044444	0,075	0,044444	0,075	2023
(1052) Метанол (Метиловый спирт) (338)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,329723	1,994094	0,329723	1,994094	2023
Площадка УКПГ-3	6002	-	-	0,133612	2,00798	0,133612	2,00798	2023
(1061) Этанол (Этиловый спирт) (667)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,00501	0,131663	0,00501	0,131663	2023



(1325) Формальдегид (Метаналь) (609)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,085365	0,001807	0,085365	0,001807	2023
Площадка УКПГ-3	6002	-	-	0,024167	0,000025	0,024167	0,000025	2023
(1401) Пропан-2-он (Ацетон) (470)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,001911	0,050221	0,001911	0,050221	2023
(1555) Уксусная кислота (Этановая кислота) (586)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,00057	0,01498	0,00057	0,01498	2023
(1716) Смесь природных меркаптанов /в пересчете на этилмеркаптан/ (Одорант СПМ - ТУ(526)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,000204	0,001	0,000204	0,001	2023
Площадка УКПГ-3	6002	-	-	0,003707	0,000626	0,003707	0,000626	2023
Площадка ГТЭС-26	6003	-	-	0,000001	0,000073	0,000001	0,000073	2023
(1880) Ди(2-гидроксиэтил)амин (Диэтаноламин) (367*)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,150881	0,876933	0,150881	0,876933	2023
(2049) Красители органические анионные: коричневый 5К, синий; кислотный оранжевый;(664*)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,014577	0,049197	0,014577	0,049197	2023
(2735) Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,104779	0,20716	0,104779	0,20716	2023
Площадка УКПГ-3	6002	-	-	0,063291	1,766677	0,063291	1,766677	2023
Площадка ГТЭС-26	6003	-	-	0,042858	1,35158	0,042858	1,35158	2023
(2752) Уайт-спирит (1294*)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,014577	0,049197	0,014577	0,049197	2023
(2754) Алканы C12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете(10)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	2,113452	1,768413	2,113452	1,768413	2023
Площадка УКПГ-3	6002	-	-	0,681702	2,691185	0,681702	2,691185	2023
(2902) Взвешенные частицы (116)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,2072	1,764705	0,2072	1,764705	2023
Площадка УКПГ-3	6002	-	-	0,12336	0,601413	0,12336	0,601413	2023
(2908) Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент,(494)								
Площадка УКПГ-3	6002	-	-	0,000436	0,000574	0,000436	0,000574	2023
(2930) Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)								



Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,0026	0,032011	0,0026	0,032011	2023
Площадка УКПГ-3	6002	-	-	0,00066	0,001159	0,00066	0,001159	2023
(3401) Ди(2-гидроксиэтил)метиламин (Метилдиэтаноламин) (368*)								
Площадка УКПГ-3	6002	-	-	0,058195	1,759835	0,058195	1,759835	2023
Итого по неорганизованным источникам:		-	-	928,962976	3000,220173	928,962976	3000,220173	
Всего по предприятию:		-	-	1068,982296	3362,089358	1068,982296	3362,089358	

Таблица 7.6.6 – Предварительные нормативы загрязняющих веществ в период эксплуатации месторождения Чинаревское, 3 вариант разработки, на 2030 год ЭРА v3.0 АО "НИПИнефтегаз"

Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу по предприятию								
ЧНГКМ, Проект разработки, 3 вариант, 2030 год								
Производство цех, участок	Номер источника выброса	Нормативы выбросов загрязняющих веществ						год дос- тиже ния НДВ
		существующее положение на 2021 год		на 2030 год		НДВ		
Код и наименование загрязняющего вещества		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Организованные источники								
(0301) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)								
Печь ППТ-0,2Г	0003	-	-	0,037558	1,16497	0,037558	1,16497	2030
Печь П-1 на УДН	0004	-	-	0,070323	2,181253	0,070323	2,181253	2030
Печь П-2 на УДН	0005	-	-	0,001402	0,043474	0,001402	0,043474	2030
(0304) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)								
Печь ППТ-0,2Г	0003	-	-	0,006103	0,189308	0,006103	0,189308	2030
Печь П-1 на УДН	0004	-	-	0,011427	0,354454	0,011427	0,354454	2030
Печь П-2 на УДН	0005	-	-	0,000228	0,007065	0,000228	0,007065	2030
(0330) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)								
Печь ППТ-0,2Г	0003	-	-	0,000104	0,00324	0,000104	0,00324	2030
Печь П-1 на УДН	0004	-	-	0,000104	0,00324	0,000104	0,00324	2030
Печь П-2 на УДН	0005	-	-	0,000104	0,00324	0,000104	0,00324	2030
(0333) Сероводород (Дигидросульфид) (518)								
Резервуар нефти 2000м3	0001	-	-	0,001029	0,005779	0,001029	0,005779	2030
Резервуар нефти 3000 м3	0002	-	-	0,001029	0,008669	0,001029	0,008669	2030
Резервуар конденсата 5000 м3	0008	-	-	0,01111	0,034931	0,01111	0,034931	2030
Резервуар конденсата 5000 м3	0009	-	-	0,01111	0,034931	0,01111	0,034931	2030
Резервуар конденсата 5000 м3	0010	-	-	0,01111	0,034931	0,01111	0,034931	2030
(0337) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)								
Печь ППТ-0,2Г	0003	-	-	0,014875	0,461387	0,014875	0,461387	2030



Печь П-1 на УДН	0004	-	-	0,036125	1,120511	0,036125	1,120511	2030
Печь П-2 на УДН	0005	-	-	0,0051	0,15819	0,0051	0,15819	2030
(0410) Метан (727*)								
Печь ППТ-0,2Г	0003	-	-	0,014875	0,461387	0,014875	0,461387	2030
Печь П-1 на УДН	0004	-	-	0,036125	1,120511	0,036125	1,120511	2030
Печь П-2 на УДН	0005	-	-	0,0051	0,15819	0,0051	0,15819	2030
(0415) Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)								
Резервуар нефти 2000м3	0001	-	-	1,242355	6,979329	1,242355	6,979329	2030
Резервуар нефти 3000 м3	0002	-	-	1,242355	10,468993	1,242355	10,468993	2030
Резервуар конденсата 5000 м3	0008	-	-	13,417433	42,184728	13,417433	42,184728	2030
Резервуар конденсата 5000 м3	0009	-	-	13,417433	42,184728	13,417433	42,184728	2030
Резервуар конденсата 5000 м3	0010	-	-	13,417433	42,184728	13,417433	42,184728	2030
(0416) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)								
Резервуар нефти 2000м3	0001	-	-	0,459496	2,581369	0,459496	2,581369	2030
Резервуар нефти 3000 м3	0002	-	-	0,459496	3,872054	0,459496	3,872054	2030
Резервуар конденсата 5000 м3	0008	-	-	4,962562	15,602411	4,962562	15,602411	2030
Резервуар конденсата 5000 м3	0009	-	-	4,962562	15,602411	4,962562	15,602411	2030
Резервуар конденсата 5000 м3	0010	-	-	4,962562	15,602411	4,962562	15,602411	2030
(0602) Бензол (64)								
Резервуар нефти 2000м3	0001	-	-	0,006001	0,033712	0,006001	0,033712	2030
Резервуар нефти 3000 м3	0002	-	-	0,006001	0,050568	0,006001	0,050568	2030
Резервуар конденсата 5000 м3	0008	-	-	0,06481	0,203763	0,06481	0,203763	2030
Резервуар конденсата 5000 м3	0009	-	-	0,06481	0,203763	0,06481	0,203763	2030
Резервуар конденсата 5000 м3	0010	-	-	0,06481	0,203763	0,06481	0,203763	2030
(0616) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)								
Резервуар нефти 2000м3	0001	-	-	0,001886	0,010595	0,001886	0,010595	2030
Резервуар нефти 3000 м3	0002	-	-	0,001886	0,015893	0,001886	0,015893	2030
Резервуар конденсата 5000 м3	0008	-	-	0,020369	0,06404	0,020369	0,06404	2030
Резервуар конденсата 5000 м3	0009	-	-	0,020369	0,06404	0,020369	0,06404	2030
Резервуар конденсата 5000 м3	0010	-	-	0,020369	0,06404	0,020369	0,06404	2030

(0621) Метилбензол (349)								
Резервуар нефти 2000м3	0001	-	-	0,003772	0,02119	0,003772	0,02119	2030
Резервуар нефти 3000 м3	0002	-	-	0,003772	0,031786	0,003772	0,031786	2030
Резервуар конденсата 5000 м3	0008	-	-	0,040737	0,128079	0,040737	0,128079	2030
Резервуар конденсата 5000 м3	0009	-	-	0,040737	0,128079	0,040737	0,128079	2030
Резервуар конденсата 5000 м3	0010	-	-	0,040737	0,128079	0,040737	0,128079	2030
в том числе факелы								
(0301) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)								
Факельные дежурные горелки	0006	-	-	0,010607184	0,321677705	0,010607184	0,321677705	2030
Факельные установки УПН при технологически неизбежном сжигании	0007	-	-	7,49088	9,060968448	7,49088	9,060968448	2030
(0304) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)								
Факельные дежурные горелки	0006	-	-	0,001723667	0,052272627	0,001723667	0,052272627	2030
Факельные установки УПН при технологически неизбежном сжигании	0007	-	-	1,217268	1,472407373	1,217268	1,472407373	2030
(0328) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)								
Факельные дежурные горелки	0006	-	-	0,00883932	0,268064754	0,00883932	0,268064754	2030
Факельные установки УПН при технологически неизбежном сжигании	0007	-	-	6,2424	7,55080704	6,2424	7,55080704	2030
(0330) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)								
Факельные дежурные горелки	0006	-	-	0,00247623387	0,07509525889	0,00247623387	0,07509525889	2030
Факельные установки УПН при технологически неизбежном сжигании	0007	-	-	1,7487365907	2,11527178011	1,7487365907	2,11527178011	2030
(0333) Сероводород (Дигидросульфид) (518)								
Факельные дежурные горелки	0006	-	-	0,00000210904	0,00006395954	0,00000210904	0,00006395954	2030
Факельные установки УПН при технологически неизбежном сжигании	0007	-	-	0,00148942001	0,00180160244	0,00148942001	0,00180160244	2030
(0337) Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)								
Факельные дежурные горелки	0006	-	-	0,0883932	2,68064754	0,0883932	2,68064754	2030
Факельные установки УПН при технологически неизбежном сжигании	0007	-	-	62,424	75,5080704	62,424	75,5080704	2030
(0410) Метан (727*)								



Факельные дежурные горелки	0006	-	-	0,00220983	0,067016189	0,00220983	0,067016189	2030
Факельные установки УПН при технологически неизбежном сжигании	0007	-	-	1,5606	1,88770176	1,5606	1,88770176	2030
Итого по организованным источникам:		-	-	140,0193196	307,2260794	140,0193196	307,2260794	
Неорганизованные источники								
(0123) Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на(274)								
Площадка УКПГ-3	6002	-	-	0,003326	0,004383	0,003326	0,004383	2030
(0143) Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)								
Площадка УКПГ-3	6002	-	-	0,000286	0,000377	0,000286	0,000377	2030
(0150) Натрий гидроксид (Натр едкий, Сода каустическая) (876*)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,000039	0,001025	0,000039	0,001025	2030
(0151) диНатрий станнат гидрат /в пересчете на олово/ (Оловянноокислый натрий гидрат)(410)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,000039	0,001025	0,000039	0,001025	2030
(0301) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	62,094791	132,223369	62,094791	132,223369	2030
Площадка УКПГ-3	6002	-	-	8,161975	30,793791	8,161975	30,793791	2030
Площадка ГТЭС-26	6003	-	-	4,09896	82,497626	4,09896	82,497626	2030
(0302) Азотная кислота (5)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,0015	0,03942	0,0015	0,03942	2030
(0303) Аммиак (32)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,000147	0,003863	0,000147	0,003863	2030
(0304) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	12,176393	82,502564	12,176393	82,502564	2030
Площадка УКПГ-3	6002	-	-	7,350376	51,656161	7,350376	51,656161	2030
Площадка ГТЭС-26	6003	-	-	0,666081	13,405864	0,666081	13,405864	2030
(0316) Гидрохлорид (Соляная кислота, Водород хлорид) (163)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,000396	0,010408	0,000396	0,010408	2030
(0322) Серная кислота (517)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,000081	0,002105	0,000081	0,002105	2030
(0328) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	38,552446	24,488855	38,552446	24,488855	2030



Площадка УКПГ-3	6002	-	-	2,710894	7,0822	2,710894	7,0822	2030
(0330) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	5,895625	41,194871	5,895625	41,194871	2030
Площадка УКПГ-3	6002	-	-	169,223796	65,115241	169,223796	65,115241	2030
Площадка ГТЭС-26	6003	-	-	0,013713	0,405203	0,013713	0,405203	2030
(0331) Сера элементарная (1125*)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,045663	1,315356	0,045663	1,315356	2030
(0333) Сероводород (Дигидросульфид) (518)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,354088	0,75672	0,354088	0,75672	2030
Площадка УКПГ-3	6002	-	-	0,165088	0,697439	0,165088	0,697439	2030
Площадка ГТЭС-26	6003	-	-	0,000001	0,000042	0,000001	0,000042	2030
Площадка добывающих скважин	6004	-	-	0,000942	0,029705	0,000942	0,029705	2030
(0337) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	455,313084	609,732726	455,313084	609,732726	2030
Площадка УКПГ-3	6002	-	-	52,9732	267,806933	52,9732	267,806933	2030
Площадка ГТЭС-26	6003	-	-	34,397289	1016,398613	34,397289	1016,398613	2030
(0342) Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)								
Площадка УКПГ-3	6002	-	-	0,000233	0,000308	0,000233	0,000308	2030
(0344) Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид,(615)								
Площадка УКПГ-3	6002	-	-	0,001027	0,001353	0,001027	0,001353	2030
(0410) Метан (727*)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	19,510755	49,160894	19,510755	49,160894	2030
Площадка УКПГ-3	6002	-	-	7,219107	125,970585	7,219107	125,970585	2030
Площадка ГТЭС-26	6003	-	-	4,986582	147,347514	4,986582	147,347514	2030
(0415) Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	31,594504	68,535892	31,594504	68,535892	2030
Площадка УКПГ-3	6002	-	-	3,046192	92,116814	3,046192	92,116814	2030
Площадка ГТЭС-26	6003	-	-	0,129584	7,070036	0,129584	7,070036	2030
Площадка добывающих скважин	6004	-	-	1,137549	35,873742	1,137549	35,873742	2030
(0416) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)								

Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,663537	4,599887	0,663537	4,599887	2030
Площадка УКПГ-3	6002	-	-	0,235989	7,136309	0,235989	7,136309	2030
Площадка ГТЭС-26	6003	-	-	0,000023	0,001232	0,000023	0,001232	2030
Площадка добывающих скважин	6004	-	-	0,420733	13,268235	0,420733	13,268235	2030
(0602) Бензол (64)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,009849	0,0196	0,009849	0,0196	2030
Площадка добывающих скважин	6004	-	-	0,005495	0,173279	0,005495	0,173279	2030
(0616) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,059196	0,114676	0,059196	0,114676	2030
Площадка добывающих скважин	6004	-	-	0,001727	0,054459	0,001727	0,054459	2030
(0621) Метилбензол (349)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,004624	0,00644	0,004624	0,00644	2030
Площадка добывающих скважин	6004	-	-	0,003454	0,108918	0,003454	0,108918	2030
(0703) Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,000009	0,0000002	0,000009	0,0000002	2030
Площадка УКПГ-3	6002	-	-	0,000002	0,00000003	0,000002	0,00000003	2030
(0906) Тетрахлорметан (Углерод тетрахлорид, Четыреххлористый углерод) (546)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,00147	0,038632	0,00147	0,038632	2030
(1023) 2,2'-Оксидиэтанол (Дигликоль, Диэтиленгликоль) (436)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,203529	1,447138	0,203529	1,447138	2030
Площадка УКПГ-3	6002	-	-	0,358337	10,836116	0,358337	10,836116	2030
(1034) Пропан-1,2-диол (1007*)								
Площадка УКПГ-3	6002	-	-	1,384566	4,301754	1,384566	4,301754	2030
(1042) Бутан-1-ол (Бутиловый спирт) (102)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,044444	0,075	0,044444	0,075	2030
(1052) Метанол (Метиловый спирт) (338)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,329723	1,994094	0,329723	1,994094	2030
Площадка УКПГ-3	6002	-	-	0,133612	2,00798	0,133612	2,00798	2030
(1061) Этанол (Этиловый спирт) (667)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,00501	0,131663	0,00501	0,131663	2030

(1325) Формальдегид (Метаналь) (609)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,085365	0,001807	0,085365	0,001807	2030
Площадка УКПГ-3	6002	-	-	0,024167	0,000025	0,024167	0,000025	2030
(1401) Пропан-2-он (Ацетон) (470)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,001911	0,050221	0,001911	0,050221	2030
(1555) Уксусная кислота (Этановая кислота) (586)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,00057	0,01498	0,00057	0,01498	2030
(1716) Смесь природных меркаптанов /в пересчете на этилмеркаптан/ (Одорант СПМ - ТУ(526)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,000204	0,001	0,000204	0,001	2030
Площадка УКПГ-3	6002	-	-	0,003707	0,000626	0,003707	0,000626	2030
Площадка ГТЭС-26	6003	-	-	0,000001	0,000073	0,000001	0,000073	2030
(1880) Ди(2-гидроксиэтил)амин (Диэтаноламин) (367*)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,150881	0,876933	0,150881	0,876933	2030
(2049) Красители органические анионные: коричневый 5К, синий; кислотный оранжевый;(664*)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,014577	0,049197	0,014577	0,049197	2030
(2735) Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,104779	0,20716	0,104779	0,20716	2030
Площадка УКПГ-3	6002	-	-	0,063291	1,766677	0,063291	1,766677	2030
Площадка ГТЭС-26	6003	-	-	0,042858	1,35158	0,042858	1,35158	2030
(2752) Уайт-спирит (1294*)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,014577	0,049197	0,014577	0,049197	2030
(2754) Алканы C12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете(10)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	2,113452	1,768413	2,113452	1,768413	2030
Площадка УКПГ-3	6002	-	-	0,681702	2,691185	0,681702	2,691185	2030
(2902) Взвешенные частицы (116)								
Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,2072	1,764705	0,2072	1,764705	2030
Площадка УКПГ-3	6002	-	-	0,12336	0,601413	0,12336	0,601413	2030
(2908) Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент,(494)								
Площадка УКПГ-3	6002	-	-	0,000436	0,000574	0,000436	0,000574	2030
(2930) Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)								



Площадка УКПГ-1,2	6001	-	-	0,0026	0,032011	0,0026	0,032011	2030
Площадка УКПГ-3	6002	-	-	0,00066	0,001159	0,00066	0,001159	2030
(3401) Ди(2-гидроксиэтил)метиламин (Метилдиэтаноламин) (368*)								
Площадка УКПГ-3	6002	-	-	0,058195	1,759835	0,058195	1,759835	2030
Итого по неорганизованным источникам:				929,385574	3013,547206	929,385574	3013,547206	
Всего по предприятию:				1069,404894	3320,773286	1069,404894	3320,773286	

7.7 Мероприятия по охране атмосферного воздуха

ТОО «Жаикмунай» ежегодно разрабатывает и реализовывает мероприятия по охране окружающей среды. Согласно «Плану мероприятий по охране окружающей среды к Проекту нормативов предельно-допустимых выбросов (ПДВ) ТОО «Жаикмунай» на 2021 год», на месторождении Чинаревское выполняется и будет выполняться следующий объем работ по охране воздушного бассейна:

- проведение мониторинга качества атмосферного воздуха на границе СЗЗ ЧНГКМ и в поселках Чесноково, Чинарево, Белес;
- проведение работ по пылеподавлению на внутрипромысловых дорогах ЧНГКМ с использованием ливневой воды из прудов-испарителей УКПГ;
- реализация мероприятий по проекту обустройства СЗЗ, уход за лесозащитной полосой на границе СЗЗ нефтеналивного терминала в пос.Белес;
- использование на резервуарах хранения нефти и конденсата на площадках УПН, УПН-2, Нефтеналивной терминал газорегулирующих систем;
- внедрение системы автоматизированного мониторинга выбросов вредных веществ на источниках (7 источников выбросов ЗВ) и качества атмосферного воздуха на границе жилой и санитарно-защитной зоны (4 станции);
- утилизация отходящего тепла на УКПГ-3;
- реализация рабочего проекта «Чинаревское нефтегазоконденсатное месторождение, УКПГ-1/2, Установка регенерации серы. Расширение возможности эксплуатации технологических линий УКПГ-1,2,3 для производства серы»;
- применение дисков-отражателей на резервуарах нефти ПСП (2 шт.);
- использование энергии, выработанной ГТЭС-26МВт для нужд буровых подрядных организаций;
- проведение исследований в области применения методов снижения выбросов загрязняющих веществ на резервуарах на территории установки подготовки нефти (УПН), установка счетчиков (3 счетчика);
- использование и сервисное обслуживание установки рекуперации паров (УРП) для улавливания паров углеводородов с газорегулирующей системой резервуарного парка нефтеналивного терминала.

При реализации проектных решений на месторождении Чинаревское предусматривается дальнейшее внедрение следующих организационно-технических мероприятий по охране атмосферного воздуха:



- ввод в эксплуатацию, ремонт и реконструкция пылегазоочистных установок, предназначенных для улавливания, обезвреживания (утилизации) вредных веществ, выделяющихся в атмосферу от технологического оборудования и аспирационных систем;
- выполнение мероприятий по предотвращению и снижению выбросов загрязняющих веществ от стационарных и передвижных источников;
- внедрение оборудования, установок и устройств очистки, по утилизации попутных газов, нейтрализации отработанных газов, подавлению и обезвреживанию выбросов загрязняющих веществ и их соединений в атмосферу от стационарных и передвижных источников загрязнения;
- проведение работ по пылеподавлению на объектах недропользования и строительных площадках, в том числе на внутрипромысловых дорогах;
- внедрение и совершенствование технических и технологических решений (включая переход на другие (альтернативные) виды топлива, сырья, материалов), позволяющих снижение негативного воздействия на окружающую среду;
- приобретение современного оборудования, замена и реконструкция основного оборудования, обеспечивающих эффективную очистку, утилизацию, нейтрализацию, подавление и обезвреживание загрязняющих веществ в газах, отводимых от источников выбросов, демонтаж устаревших котлов с высокой концентрацией вредных веществ в дымовых газах;
- внедрение мероприятий, направленных на сокращение объемов выбросов парниковых газов и (или) увеличение поглощений парниковых газов;
- снижение использования озоноразрушающих веществ путем применения озонобезопасных веществ;
- внедрение систем автоматического мониторинга выбросов вредных веществ на источниках и качества атмосферного воздуха на границе жилой санитарно-защитной зоны;
- повышение эффективности работы существующих пылегазоулавливающих установок (включая их модернизацию, реконструкцию) и их оснащение контрольно-измерительными приборами с внедрением систем автоматического управления;
- строительство, модернизация постов наблюдений за состоянием атмосферного воздуха с расширением перечня контролируемых загрязняющих веществ за счет приобретения современного оборудования и внедрения локальной сети передачи

информации в уполномоченный орган в области охраны окружающей среды и его территориальные подразделения.

7.8 Мероприятия на период неблагоприятных метеорологических условий (НМУ)

Метеорологические условия – являются важным фактором, определяющим уровень загрязнения приземных слоев атмосферы. 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 на месторождении Чинаревское являются:

- ⊗ штиль;
- ⊗ температурная инверсия;

Любой из этих неблагоприятных факторов может привести к внештатной ситуации, связанной с риском для жизни обслуживающего персонала и нанесением вреда окружающей природной среде. Поэтому необходимо в период НМУ (в зависимости от тяжести неблагоприятных метеорологических условий) дополнительно предусмотреть мероприятия, которые не требуют существенных затрат и носят организационно-технический характер. В целях минимизации влияния неблагоприятных метеорологических условий на загрязнение окружающей природной среды на предприятии должен быть разработан технологический регламент на период НМУ, обслуживающий персонал обучен реагированию на аварийные ситуации.

При наступлении неблагоприятных метеорологических условий в первую очередь следует сокращать низкие, рассредоточенные и холодные выбросы загрязняющих веществ предприятия, в тоже время выполнение мероприятий не должно приводить к существенному сокращению производственной мощности предприятия.

В зависимости от ожидаемого уровня загрязнения атмосферы составляют предупреждения 3-х степеней опасности. Предупреждения первой степени опасности составляются в том случае, когда ожидают концентрации в воздухе одного или нескольких контролируемых веществ выше ПДК. Мероприятия по регулированию выбросов носят организационно-технический характер:

- контроль за герметичностью газоотходных систем и агрегатов, мест пересыпки пылящих материалов и других источников пылегазовыделений;

- контроль за работой контрольно-измерительных приборов и автоматических систем управления технологическими процессами;
- усиление контроля за выбросами источников, дающих максимальное количество загрязняющих веществ (факельная система, дизельные электростанции);
- запрещение продувки и чистки оборудования, емкостей, а также ремонтных работ, связанные с повышенным выделением вредных веществ в атмосферу;
- контроль за точным соблюдением технологического регламента производства, целостностью системы технологических трубопроводов в строгом соответствии с технологическим регламентом на период НМУ;
- запрещение работы оборудования на форсированном режиме;
- ограничение погрузочно-разгрузочных работ, связанных с выбросом загрязняющих веществ в атмосферу;
- при нарастании НМУ - прекращение работ, которые могут привести к нарушению техники безопасности (работа на высоте, работа с электрооборудованием и т. д.).

Эти мероприятия позволяют сократить объем выбросов и соответственно концентрации загрязняющих веществ в атмосфере на 15-20 %.

Мероприятия по второму режиму включают все выше перечисленные мероприятия, а также мероприятия на базе технологических процессов сопровождающиеся незначительным снижением производительности предприятия, обеспечивают сокращение концентрации загрязняющих веществ на 20-40 %:

- остановку технологического оборудования на планово-предупредительный ремонт, если его сроки совпадают с наступлением НМУ;
- ограничение движения и использования транспорта на территории предприятия согласно ранее разработанным схемам маршрутов;
- проверку автотранспорта на содержание загрязняющих веществ в выхлопных газах;
- мероприятия по испарению топлива;
- запрещение сжигания отходов производств и мусора, если оно осуществляется без использования специальных установок, оснащенных пыле - газоулавливающими аппаратами.

По третьему режиму мероприятия должны обеспечивать сокращение концентрации загрязняющих веществ, в приземном слое атмосферы на 40-60 %, а в особо опасных случаях следует осуществлять полное прекращение выбросов:

- снижение производственной мощности или полную остановку производств, сопровождающихся значительными выбросами загрязняющих веществ;
- при разрушении трубопровода требуется немедленное отсечение аварийного участка, и поджог выбрасываемой смеси;
- запрещение погрузочно-разгрузочных работ, отгрузки готовой продукции, сыпучего исходного сырья и реагентов, 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.

7.9 Предварительная оценка воздействия на атмосферный воздух

Одним из обязательных принципов при разработке Отчета о возможных воздействиях на окружающую среду является принцип альтернативности, то есть оценка последствий разработки Чинаревского месторождения должна производиться по всем вариантам намечаемой деятельности.

Формирование альтернативных вариантов «Проекта разработки нефтегазоконденсатного месторождения Чинаревское по состоянию на 01.01.2021 г.» основывается на сравнительной технико-экологической оценке вариантов разработки.

Принципиальные подходы к формированию вариантов при разработке технологической проектной документации могут производиться исходя из следующих возможных различий:

- масштабов намечаемой деятельности (рассматриваются наиболее рациональные и экономичные варианты добычи углеводородного сырья);
- технологических решений осуществления добычи нефти и газа;
- месторасположения и количества добывающих скважин;
- получения косвенного социального эффекта от реализации намечаемой деятельности.

В рамках данного проекта, на основании технико-экономических расчетов, были рассмотрены 3 расчётных варианта полномасштабной разработки месторождения Чинаревское, в основе которых лежат различия в технологии добычи нефти и газа.

Основные технико-экологические показатели по рассматриваемым вариантам разработки месторождения Чинаревское приведены в таблице 7.9.1.

Таблица 7.9.1 - Техничко-экологические показатели вариантов разработки месторождения Чинаревское

Показатели	1 вариант - рекомендуемый	2 вариант	3 вариант
Проектный период (расчетный) разработки нефтяных залежей, годы	2021-2100	2021-2089	2021-2076



Показатели	1 вариант - рекомендуемый	2 вариант	3 вариант
Режим разработки нефтяных залежей	Режим истощения (без ППД) – I, II, IV объекты; ППД, закачка воды – III объект	Режим истощения (без ППД) – I, II, IV объекты; ППД, закачка воды – III объект	ППД, закачка воды – III объект
Максимальный объем добычи нефти, тыс.т	2029 год – 162,9	2029 год – 165,4	2030 год – 204,0
Ввод скважин из бурения (в т.ч. боковых стволов), ед.	11	16	33
Проектный период (расчетный) разработки газоконденсатных залежей, годы	2021-2126	2021-2121	2021-2092
Режим разработки газоконденсатных залежей	Режим истощения (без ППД)	Режим истощения (без ППД)	ППД путем закачки сухого газа
Максимальный объем добычи конденсата, тыс.т	2022 год – 154,8	2022 год – 155,1	2023 год – 191,6
Ввод скважин из бурения (в т.ч. боковых стволов), ед.	15	27	29
Максимальное количество выбросов ЗВ при эксплуатации месторождения, т/год	2022 год – 3315,262302 2029 год – 3240,533195	2022 год – 3315,632859 2029 год – 3287,073947	2023 год – 3362,089358 2030 год – 3320,773286

В период эксплуатации месторождения Чинаревское основными источниками выбросов загрязняющих веществ в атмосферу является технологическое оборудование, которое будет задействовано в системе сбора продукции скважин. Основными загрязняющими веществами, выбрасываемыми в атмосферу при эксплуатации месторождения Чинаревское, являются вещества, содержащиеся в транспортируемых средах, это: азота оксиды, углерода оксид, углеводороды и др.

Полные перечни загрязняющих веществ, предполагающихся к выбросу в атмосферный воздух при эксплуатации месторождения Чинаревское по рассматриваемым вариантам разработки приводятся в таблицах 7.3.1-7.3.3 раздела 7.3 «Анализ расчетов выбросов загрязняющих веществ в атмосферу».

Приведенные в сравнительной таблице 7.9.1 данные показывают, что максимальные выбросы загрязняющих веществ в атмосферу возможны при реализации 3 варианта разработки, что связано с максимальным объемом добычи нефти и конденсата, а также максимальным фондом добывающих скважин.

Также в соответствии с данными таблицы 7.9.1, минимальные выбросы загрязняющих веществ возможны при реализации 1 варианта разработки (рекомендуемый вариант), что является оптимальным с точки зрения наименьшей вредности и опасности окружающей среде и здоровью населения.

При этом анализ технико-экономических показателей также показал, что 1 вариант является **наиболее эффективным** (значительно меньшие затратные показатели, т.е. капитальные вложения и эксплуатационные затраты).

Проведенные расчеты в рамках настоящего проекта показали, что реализация проекта по всем рассматриваемым вариантам не приведет к существенным изменениям загрязнению 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 как по 1 варианту (рекомендуемый), так и по 2 и 3 вариантам намечаемой деятельности.

В целом, можно сделать вывод о допустимости и целесообразности разработки месторождения Чинаревское по любому из рассмотренных вариантов при безусловном соблюдении намечаемого комплекса природоохранных мероприятий.

Проанализировав полученные результаты моделирования рассеивания вредных веществ в атмосферу, и используя вышеприведенную шкалу масштабов воздействия (раздел 6.3 данного Отчета), можно сделать вывод, что воздействие проектируемых работ на атмосферный воздух на месторождении Чинаревское при реализации каждого из вариантов будет следующим:

- пространственный масштаб воздействия – местное (3) – площадь воздействия в пределах 10 - 100 км² для площадных объектов или 1 - 10 км от линейного объекта;
- временной масштаб воздействия – многолетнее (4) – продолжительность воздействия от 3-х лет и более;
- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – слабое (2) – изменения среды превышают пределы природной изменчивости, но среда полностью самовосстанавливается.

Таким образом, интегральная оценка составляет 24 балла, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости определяется, как **воздействие средней значимости** (9-27) – изменения в атмосферном воздухе превышают цепь естественных изменений, но атмосферный воздух восстанавливается без посторонней помощи.

8 ПРЕДВАРИТЕЛЬНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ВОДНЫЕ РЕСУРСЫ

8.1 Характеристика водопотребления и водоотведения на месторождении Чинаревское

Источниками водоснабжения на месторождении Чинаревское являются:

- привозная вода питьевого качества;
- для технических целей, хозяйственно-бытовых нужд: вода из водозаборных скважин, в количестве 10 шт. со средним дебитом – 9 м³/час (каждая).

В соответствии с требованиями ст. 66 «Специальное водопользование» Водного Кодекса РК, водопользование для технических целей и хозяйственно-бытовых нужд на месторождении Чинаревское осуществляется согласно следующих разрешений, выданных уполномоченным органом в области использования и охраны водного фонда в порядке, установленном Правительством Республики Казахстан:

1. Разрешение на спецводопользование (серия Кас.Жайык (подземка) №KZ20VTZ00000944 от 16.01.2017 г.).
2. Разрешение на спецводопользование (серия Кас.Жайык (подземный до 50 м³) №KZ29VTE00015384 от 28.05.2020 г.).
3. Разрешение на спецводопользование (серия Пес.Жайык (подземка) №KZ30VTZ00001346 от 25.08.2017 г.).
4. Разрешение на спецводопользование (серия Кас.Жайык (подземный до 50 м³) №KZ02VTE00015385 от 28.05.2020 г.).
5. Разрешение на спецводопользование (серия Кас.Жайык (подземка) №KZ45VTE00011216 от 15.04.2020 г.).
6. Разрешение на спецводопользование (серия Кас.Жайык (подземный) №KZ54VTE00016971 от 12.06.2020 г.).
7. Разрешение на спецводопользование (серия Кас.Жайык (подземный до 50 м³) №KZ92VTE00016093 от 04.06.2020 г.).
8. Разрешение на спецводопользование (серия Кас.Жайык (подземный) №KZ89VTE00014304 от 15.05.2020 г.).
9. Разрешение на спецводопользование (серия Кас.Жайык (подземный) №KZ19VTE00014303 от 15.05.2020 г.).
10. Разрешение на спецводопользование (серия Кас.Жайык (подземка) №KZ61VTE00035663 от 28.12.2020 г.).

Месторождение Чинаревское является месторождением с развитой инфраструктурой. При реализации данного проекта набор дополнительного персонала не требуется. Обслуживание новых технологических объектов будет осуществлять существующий на месторождении персонал. В связи с этим, объемы водопотребления и водоотведения на хозяйственно-бытовые нужды в рамках данного проекта не представляются.

В результате жизнедеятельности персонала, а также производственного процесса, на месторождении Чинаревское образуются следующие сточные воды:

- ❖ хозяйственно-бытовые;
- ❖ производственные;
- ❖ условно-чистые ливневые стоки (ливневые, талые воды);
- ❖ проливы с технологических площадок.

Водоотведение хозяйственно-бытовых стоков осуществляется с использованием герметично обустроенного септика. Откаченные из септика стоки специальным транспортом вывозятся на КОС Вахтового поселка ТОО «Жаикмунай».

Система хозяйственно-бытовой канализации включает в себя:

- ❖ Сети хозяйственно-бытовой канализации.
- ❖ Канализационная насосная станция неочищенных стоков с приемным резервуаром.
- ❖ Станция биологической очистки хозяйственно-бытовых сточных вод ВВ-200С3.8MBR производительностью 200 м³/сут, 8,4 м³/час производства ООО «НПП Би-ТЭК» (Россия, г. Екатеринбург).
- ❖ Канализационная насосная станция очищенных стоков.
- ❖ Поля фильтрации.

Сточные воды от санитарных приборов внутренней сети канализации через выпуски отводятся в наружные канализационные сети и далее в КНС-1. Также наряду со сточными водами Вахтового поселка на канализационные очистные сооружения поступают хозяйственно-бытовые сточные воды производственных площадок ЧНГКМ, а также хозяйственно-бытовые сточные воды подрядчиков ТОО «Жаикмунай» осуществляющих деятельность на территории ЧНГКМ. Из КНС-1 по напорному коллектору сточные воды подаются в усреднительный резервуар, откуда погружными насосами на станцию полной биологической очистки.

На канализационные очистные сооружения поступают хозяйственно-бытовые сточные воды Вахтового комплекса ТОО «Жаикмунай», а также хозяйственно-бытовые сточные воды с септиков производственных объектов ТОО «Жаикмунай» (УПН, УКПГ, АБК, УДН и др.).

Согласно Заключению KZ71VDC00066111 от 05.12.2017 года от Управления природных ресурсов и регулирования природопользования Западно – Казахстанской области на «Проект нормативов предельно – допустимых сбросов (ПДС) загрязняющих веществ с канализационных очистных сооружений Вахтового поселка ТОО «Жаикмунай» на 2018-2022 гг. Корректировка» предельно-допустимый сброс загрязняющих веществ на поля фильтрации представлен в таблице 8.1.1.

Таблица 8.1.1 – Предельно-допустимый сброс (ПДС) загрязняющих веществ с канализационных очистных сооружений Вахтового поселка ТОО «Жаикмунай» на поля фильтрации на 2018-2022 годы

Нормируемые показатели	Расход сточных вод		Допустимая концентрация, мг/дм ³	Сброс	
	м ³ /час	м ³ /год		г/час	т/год
БПК	9,792	85,775	3,74	36,622	0,321
ХПК			78,779	771,404	6,757
Взвешенные вещества			43,867	429,546	3,763
Нефтепродукты			-	-	-
Хлориды			374,5	3667,104	32,123
Сульфаты			239,547	2345,644	20,547
Фосфаты			1,223	11,976	0,105
Аммоний солевой			11,235	110,013	0,964
Железо			0,101	0,989	0,009
Нитриты			3,531	34,576	0,303
Нитраты			7,608	74,498	0,653
СПАВ			0,086	0,842	0,007
Всего:	-	-	-	7483,214	65,552

К исключительным обстоятельствам необходимости подземного захоронения промышленных стоков в поглощающие горизонты на ЧНГКМ относится «избыточное количество промышленных стоков по сравнению с проектной надобностью и нецелесообразности их транспортировки к другим месторождениям».

В Западно–Казахстанской области отсутствуют специализированные полигоны и места, на которых можно было бы разместить и утилизировать промышленные стоки Чинаревского месторождения. Ближайший полигон находится в соседней Атырауской области, на расстоянии более 700 км от ЧНГКМ. Поэтому, в связи с нецелесообразностью транспортировки образующихся промышленных сточных вод ЧНГКМ, ТОО «Жаикмунай» рассматривает возможные способы их утилизации.

В связи с этим, на территории месторождения имеется Полигон захоронения пластовых вод и промышленных стоков ЧНГКМ.

На Полигоне захоронения пластовых вод и промышленных стоков ЧНГКМ утилизируются следующие виды промышленных сточных вод, образующихся на ЧНГКМ:

- ❖ Избыточное количество высокоминерализованных пластовых вод (рапа), которое может возникнуть при прохождении рапоносных горизонтов в процессе бурения скважин.

- ❖ Избыточное количество подготовленных буровых сточных вод, образующихся в Цехе буровых отходов. Подготовленные буровые сточные воды повторно используются в процессе бурения. Образование избыточного количества подготовленных буровых сточных вод обусловлено уменьшающимися объемами бурения, то есть невостребованностью повторного использования воды в полном объеме в бурении в связи с сокращением количества буровых и КРС станков.
- ❖ Излишки подготовленных пластовых нефтяных вод с УПН-1 (включая подготовленные пластовые и кислые воды с Установки комплексной подготовки газа (УКПГ)). Захоронение данных видов сточных вод на Полигоне захоронения планируется осуществлять в случае излишнего, по сравнению с необходимым, поступления пластовых нефтяных вод при остановке на профилактический ремонт системы поддержания пластового давления.

Непосредственно на площадке полигона захоронения промстоков в настоящее время расположены следующие объекты: скважина R-1, оборудованная фонтанной арматурой, а также приборами учета количества захороняемых промстоков и оборудованием для контроля изменения давлений внутри рабочей части скважины и в ее затрубьях; утепленные емкости-отстойники (Е-1, Е-2, Е-3), объемом 40 м^3 каждая; насос высокого давления для создания рабочего давления при закачке промстоков Н-1) ($Q=250 \text{ м}^3/\text{сут}$, $P=15,0 \text{ МПа}$); насос низкого давления для закачки в отстойники промстоков, подвозимых автотранспортом; трубопровод подающий (водовод от резервуаров для промстоков на R-1 до трубопровода УПН и БКНС); шкаф силового управления.

Подготовка промстоков к закачке. Нефтяные воды, вместе с нефтью поступают на Установку подготовки нефти, где после первой и второй ступени сепарации проходят через статический смеситель, где в эти стоки подаются такие реагенты, как биоцид, поглотитель кислорода и сероводорода, а также ингибитор солеотложения. Далее подготовленные промышленные стоки перекачиваются в горизонтальные отстойники, после чего собираются в резервуаре пластовой воды, объемом 1000 м^3 . Из резервуара пластовой воды, промышленные стоки проходят через коалисцирующий сепаратор и по трубопроводу протяженностью 2100 м поступают перед закачкой в утепленные емкости-отстойники (Е-1, Е-2, Е-3), объемом 40 м^3 каждая, непосредственно на площадке полигона захоронения.

На территории ЦПБО ОБР подвергаются отстою в специальном существующем гидроизолированном бассейне - карте ОБР. Отдельно от них буровые сточные воды, поступающие после обмыва оборудования буровой площадки, роторного стола направляются в карту БСВ. Карты представляют собой пруды-накопители. Объем карт для ОБР и БСВ



рассчитан из заданного условия временного накопления 10000 м^3 и превышения отметки гребня дамбы над уровнем поверхности воды. При этом принимается во внимание различие в объемах образования ОБР, которые превышают объем БСВ и учитывается целесообразность отстаивания буровых растворов с получением осветленной воды, направляемой в карту БСВ. Карты ОБР и БСВ соединены перепускной системой, которая позволяет регулировать уровень воды в картах в зависимости от объема образования ОБР и БСВ, уровня твердой фазы (осадка) ОБР и максимально допустимого уровня наполнения карты. Слив отходов непосредственно из автоцистерн производится на сливной площадке карты в месте въезда, имеющей сборное железобетонное покрытие или в специально оборудованном месте. Отстоявшийся буровой раствор из карты ОБР будет перетекать в карту БСВ. Из карты БСВ насосом воды будет направляться на вибрационное сито. С вибрационных сит БСВ попадает в 1-ю секцию (30 м^3) ёмкости №8, из неё насосом направляется на центрифугу с полным гидравлическим приводом и накапливается (очищенный буровой раствор от механических примесей) в секции 2 (30 м^3). Из секции 2 перекачивается в флокуляционную установку, в которой в качестве флокулянта используются соли алюминия в растворе с оксидом алюминия (III), где происходит флокуляционная обработка с последующей очисткой на фильтрационной установке. Очищенная таким образом вода накапливается в ёмкостях №6 и/или 7. Из ёмкости № 6 и 7 техническая вода применяется для приготовления (или разбавления) бурового раствора в одной из ёмкостей. Далее предусматривается транспортировка подготовленных сточных (технических) вод автоцистернами в скважину R-1.

Нормативы предельно-допустимых сбросов загрязняющих веществ, закачиваемых с промышленными сточными водами и рапой на полигон согласно заключению государственной экологической экспертизы №KZ72VCY00019449 от 02.04.2015 года на «Проект эксплуатации полигона захоронения пластовых вод и промышленных стоков Чинаревского НГКМ» приведены в таблицах 8.1.2 – 8.1.3.

Таблица 8.1.2 – Нормативы предельно-допустимых сбросов (ПДС) загрязняющих веществ закачиваемых с промышленными сточными водами на полигон.

Наименование ЗВ	Допустимая концентрация, мг/л	Норматив ПДС	
		г/час	т/год
Расход сточных вод		$50,0 \text{ м}^3/\text{час}; 139,0 \text{ тыс.м}^3/\text{год}$	
рН	4,5-8,5	-	-
Калий	227	11350	31,553
Натрий	55582,03	2779102	7725,902
Кальций	6713,40	335670	933,1626
Магний	2249,60	112480	312,6944
Хлориды	102805	5140250	14289,9
Сульфаты	1936,11	96805,5	269,1193
Гидрокарбонаты	183	9150	25,437
Общее железо	5,32	266	0,73948
Взвешенные вещества	50	2500	6,95



Нефтепродукты	50	2500	6,95
ИТОГО:	-	8490073	23602,40294

Таблица 8.1.3 - Нормативы предельно-допустимых сбросов загрязняющих веществ, закачиваемых с рапой на полигон

Наименование ЗВ	Допустимая концентрация, мг/л	Норматив ПДС	
		г/час	т/год
Расход сточных вод		50,0 м³/час; 7,0 тыс.м³/год	
рН	4,5-8,5	-	-
Калий	25000,0	1250000	175
Натрий	61000,0	3050000	427
Кальций	11000	550000	77
Магний	101300	5065000	709,1
Хлориды	317700	15885000	2223,9
Сульфаты	7342,8	367140	51,3996
Карбонаты	1781,20	89060	12,4684
Гидрокарбонаты	4514,0	225700	31,598
Общее железо	9,8	490	0,0686
Взвешенные вещества	50	2500	0,35
Нефтепродукты	50	2500	0,35
ИТОГО:		26487390	3708,2346

Согласно перспективе развития предприятия, в будущем на месторождении предполагается увеличение количества стоков дополнительно на 700 м³/сутки.

Для удовлетворения закачки дополнительного объема стоков в ТОО «Жаикмунай» имеется резервный полигон по закачке пластовых, технических вод и стоков, который согласован «Проектом промышленной разработки резервного полигона по закачке пластовых, технических вод и стоков ТОО «Жаикмунай» в Департаменте экологии ЗКО. (положительное заключение ГЭЭ №KZ74VCY00070532 от 8 июня 2016 года).

На резервном Полигоне захоронения пластовых вод и промышленных стоков подлежат подземному захоронению виды промышленных сточных вод, что и на Полигоне захоронения пластовых вод и промышленных стоков ЧНГКМ.

Закачка пластовых, технических вод и стоков ТОО «Жаикмунай» на резервном полигоне будет осуществляться по следующей схеме. Закачиваемые воды подаются по трубопроводу или автотранспортом в емкость-отстойник объемом 1000 м³, сооружение которого предусмотрено на территории резервного полигона непосредственно около нагнетательной скважины №29.

Подаваемые из отстойника пластовые, технические воды и стоки, горизонтальным насосом высокого давления закачиваются в нагнетательную скважину в пласт-коллектор. При этом осуществляется контроль за количеством закачиваемых промстоков и герметичностью насосно-компрессорных труб, пакера, обсадных колонн и пр. Непосредственно на площадке резервного полигона закачки промстоков в настоящее время расположена скважина №29, оборудованная фонтанной арматурой, и приборами для контроля изменения давлений внутри рабочей части скважины и в затрубьях.

Нормативы предельно-допустимых сбросов загрязняющих веществ, закачиваемых с пластовыми, техническими водами, стоками и рапой в резервный полигон приведены в таблицах 8.1.4 – 8.1.5.

Таблица 8.1.4 – Нормативы предельно-допустимых сбросов загрязняющих веществ, закачиваемых с пластовыми, техническими водами и стоками в резервный полигон на 2017-2026 гг.

Наименование ЗВ	Допустимая концентрация, мг/дм ³	Норматив ПДС на 2017-2026 гг	
		г/час	т/год
Расход сточных вод		50,0 м³/час; 241,5 тыс.м³/год	
Калий	2200	110000	531,3
Натрий	60900	3045000	14707,35
Кальций	28557	1427850	6896,516
Магний	5472	273600	1321,488
Хлориды	174059,5	8702975	42035,369
Сульфаты	2559,94	127997	618,226
Гидрокарбонаты	478,24	23912	115,495
Общее железо	5,32	266	1,285
Взвешенные вещества	15	750	3,623
Нефтепродукты	15	750	3,623
ИТОГО:		13713100	66234,275

Таблица 8.1.5 - Нормативы предельно-допустимых сбросов загрязняющих веществ, закачиваемых с рапой в резервный полигон закачки на 2017-2026 гг.

Наименование ЗВ	Допустимая концентрация, мг/л	Норматив ПДС на 2017-2026 гг	
		г/час	т/год
Расход сточных вод		50,0 м³/час; 14,0 тыс.м³/год	
Калий	25000,0	1250000	350
Натрий	111538,96	5576948	1561,545
Кальций	11000	550000	154
Магний	101300	5065000	1418,2
Хлориды	317700	15885000	4447,8
Сульфаты	17376	868800	243,264
Карбонаты	1781,20	89060	24,937
Гидрокарбонаты	4514,0	225700	63,196
Общее железо	9,8	490	0,137
Взвешенные вещества	15	750	0,21
Нефтепродукты	15	750	0,21
ИТОГО:		29512498	8263,499

С целью сбора случайных технологических проливов и стоков с содержанием углеводородов с площадок на УКПГ организованы площадки с закрытыми дренажными системами. Объем 2-х дренажных емкостей составляет 8,5 м³ каждая.

На УПН для сбора случайных технологических проливов и стоков с содержанием углеводородов площадки оборудованы железобетонными приемками.

Откачка стоков с дренажных емкостей и железобетонных приемков предусматривается в передвижной автотранспорт по мере заполнения, с последующим вывозом на УПН, где сточная вода проходит сепарацию от углеводородов, после чего поступает на дальнейшую подготовку для использования в системе поддержания пластового давления.

УКПГ-1/2. Условно-чистые ливневые стоки с территории УКПГ-1/2, с проездов с твердым покрытием и автодорог при помощи канализационных насосных станций по напорным коллекторам через распределительный приемный колодец поступают на площадки пруда-испарителя.

Пруд-испаритель, организованный для приема и сбора ливневых «условно-чистых» сточных вод запроектирован из 2-х одинаковых секций (карт), имеющих следующие характеристики: размер карты 65х40 (м) по дну карты.

Минимальный размер зеркала испарения приемника сточных вод принимается по нижнему прямоугольнику пруда и составляет 0,52 га (5200 м²). Глубина пруда-испарителя - 2 м. Сброс воды из пруда-испарителя на рельеф Чинаревского месторождения не предусматривается. Для защиты грунтовых вод от загрязнения сточными водами, аккумулируемыми в пруду-испарителе, предусматривается противοфилътрационный экран, включающий следующие слои:

- уплотненный мелкозернистый суглинок - 50 см;
- геотекстильный материал на основе натриевого бентонита «Бентомат ASL50»; - уплотненный грунт - 150 см.

Геотекстильный материал на основе натриевого бентонита «Бентомат ASL50», является высокотехнологичным и надежным материалом для создания противοфилътрационных экранов. К его достоинствам относятся: низкая водопроницаемость (слой материала эквивалентен слою глины толщиной до 1 м и выдерживает гидростатическое давление до 7 атм); сплошность бентонитового экрана после гидратации: долговечность и неизменность свойств во времени (материал выдерживает неограниченное число циклов «замораживание-оттаивание», «гидратация-дегидратация»); высокая стойкость к различным химическим загрязнениям, в том числе к неполярным жидкостям (нефть, масла, бензины). Согласно «Отчету по инженерным изысканиям, месторождение Чинаревское» литологический разрез участка расположения пруда-испарителя представлен с поверхности следующими отложениями: суглинком легким мощностью 2 м, суглинком тяжелым мощностью 16 м, далее супесью и глиной легкой пылевидной 5,4 м. Глубина залегания грунтовых безнапорных вод на участке пруда-испарителя составляет 23,4 м. Установившийся уровень подземных вод на глубине 19,4 м. Коэффициент пористости водоносной породы 0,675. В пределах изученной территории ЧНГКМ водоносным горизонтом является слабоводоносный верхнечетвертичный горизонт, представляющий собой легкие пылеватые глины. Общая мощность водоносного горизонта составляет 4,0 м.

Коэффициент филътрации, при установленном литологическом разрезе под участком пруда-испарителя, представленный большей частью суглинком и суглинком тяжелым



составляет 0,001 м/сут. Общее направление грунтового потока с востока на северо-запад, в сторону реки Ембулатовка. Приблизительный гидравлический уклон, согласно данным «Отчета по инженерно-геодезическим и инженерно-геологическим изысканиям» полигон для отходов производства и потребления ТОО «Жаикмунай» равен 0,01.

УКПГ-3. Производственно-ливневые загрязненные стоки с технологических площадок с твердым покрытием с отбортовкой и возможным загрязнением углеводородами отводятся в дождеприемники. На сети производственно-ливневых вод устанавливаются колодцы с гидрозатвором.

Отвод ливневых стоков производится через дождеприёмники и смотровые колодцы, в ливневую систему на прием канализационной насосной станции КНС-2/3. На сети ливневой канализации на выпусках из дождеприёмников устраиваются колодцы с запорной арматурой. Смотровые колодцы устанавливаются в местах поворотов трассы и подключения трубопроводов.

Для приема «условно-чистых» ливневых стоков, а также очищенных стоков с «Установки очистки поверхностно-загрязненных вод» запроектирован пруд-испаритель.

Пруд-испаритель состоит из двух секций с размерами по дну 95,5м x 30,0м и по 2865 м² каждая. Заложение откосов принято 1÷3.5. Площадь строительства 11 030 м².

Пруды разделены между собой дамбой шириной по верху 1,5 м и высотой 2,0 м.

По дну и откосам на подготовленное основание укладывается полиэтиленовая пленка, стабилизированная сажей ГОСТ 10354-82, которая покрывается защитным слоем песка толщиной 500 мм. Подготовленное основание представляет собой утрамбованный грунт, обработанный гербицидами на глубину 200 мм, и подстилающий слой из мелкозернистого грунта, обработанный гербицидами толщиной 100 мм.

Для предотвращения размыва в местах подхода трубопроводов организована площадка из каменной наброски. Укрепление откоса в этих местах заканчивается бортиком высотой 150 мм. Трубопроводы спускаются по откосу по опорам и крепятся к ним хомутами из полосовой стали. Обвалование секций пруда-испарителя выполнено из местного суглинистого грунта.

Отбор и анализ проб воды с прудов-испарителей выполняется независимой аккредитованной лабораторией испытательного центра ТОО «Орал Жер». Фактические данные по качеству вод прудов-испарителей УКПГ-1/2 и УКПГ-3 за 4 квартал 2020 года представлены в таблице 8.1.6.

Таблица 8.1.6 – Результаты мониторинга воды с прудов-испарителей за 4 кв.2020 года

Наименование загрязняющих веществ	Карты пруда-испарителя УКПГ-1/2		Карты пруда-испарителя УКПГ-3	
	Фактическая концентрация, мг/дм ³ (точка отбора Т1)	Установленный норматив ПДС, мг/дм ³	Фактическая концентрация, мг/дм ³ (точка отбора Т5)	Установленный норматив ПДС, мг/дм ³
Взвешенные вещества	8,0	43,0	3,0	3,0
Железо общее	0,19	0,3	1,0	1,0
Хлориды	184,7	318,0	188,3	350,0
Сульфаты	182,4	347,0	178,6	500,0
Азот аммонийный	н/о*	1,9	н/о*	2,0
Нитриты	н/о*	0,065	н/о*	3,3
Нитраты	3,75	6,64	3,75	45,0
Фториды	0,45	0,45	0,57	1,2
Медь	0,04	0,26	0,05	1,0
Свинец	н/о*	0,03	н/о*	0,03
Марганец	0,02	0,042	0,03	0,1
Никель	0,03	0,03	0,04	0,1
Кадмий	н/о*	0,001	н/о*	0,001
СПАВ	0,052	0,08	0,042	0,5
Цинк	0,02	0,03	0,03	5,0
Нефтепродукты	н/о*	0,0	н/о*	0,05
Фенолы	н/о*	0,002	н/о*	0,1

Примечание: н/о* - не обнаружено

Сопоставление результатов анализов воды с прудов-испарителей УКПГ-1/2 и УКПГ-3 за 4 квартал 2020 года с установленными нормативами ПДС показало, что значения концентраций загрязняющих веществ не превышают установленных нормативов.

Согласно Заклчению ГЭЭ №KZ43VCZ00532923 от 19.12.2019 г. на «Проект нормативов предельно-допустимых сбросов (ПДС) загрязняющих веществ, отводимых в пруды-испарители УКПГ-1/2 и УКПГ-3 Чинаревского нефтегазоконденсатного месторождения на 2019-2028 гг.» нормативы сбросов загрязняющих веществ в пруды-испарители на 2019-2028 гг. представлены в таблице 8.1.7.

Таблица 8.1.7 – Нормативы сбросов загрязняющих веществ, отводимых с «условно-чистыми» сточными водами в пруды-испарители УКПГ-1/2 и УКПГ-3 на 2019-2028 гг.

Нормируемые показатели	Расход сточных вод		Допустимая концентрация на выпуске, мг/дм ³	Сброс	
	м ³ /час	тыс.м ³ /год		г/час	т/год
Выпуск 1 (карты пруда-испарителя УКПГ-1/2)					
Взвешенные вещества	11	17,56592	43	473	0,755335
Железо общее			0,3	3,3	0,00527
Хлориды			318	3498	5,585963
Сульфаты			347	3817	6,095374
Азот аммонийный			1,9	20,9	0,033375
Нитриты			0,065	0,715	0,001142
Нитраты			6,64	73,04	0,116638
Фториды			0,45	4,95	0,007905
Медь			0,26	2,86	0,004567
Свинец			0,03	0,33	0,000527
Марганец			0,042	0,462	0,000738
Никель			0,03	0,33	0,000527
Кадмий			0,001	0,011	0,000018
СПАВ			0,08	0,88	0,001405
Цинк			0,03	0,33	0,000527
Нефтепродукты			0,0	0,0	0,0
Фенолы			0,002	0,022	0,000035
Всего:			-	7896,13	12,609346
Выпуск 2 (карты пруда-испарителя УКПГ-3)					
Взвешенные вещества	89,458	67,244249	3,0	268,374	0,201733
Железо общее			1,0	89,458	0,067244
Хлориды			350	31310,3	23,535487
Сульфаты			500	44729	33,622125
Азот аммонийный			2,0	178,916	0,134488
Нитриты			3,3	295,2114	0,221906
Нитраты			45,0	4025,61	3,025991
Фториды			1,2	107,3496	0,080693
Медь			1,0	89,458	0,067244
Свинец			0,03	2,68374	0,002017
Марганец			0,1	8,9458	0,006724
Никель			0,1	8,9458	0,006724
Кадмий			0,001	0,089458	0,000067
СПАВ			0,5	44,729	0,033622
Цинк			5,0	447,29	0,336221
Нефтепродукты			0,05	4,4729	0,003362
Фенолы			0,1	8,9458	0,006724
Всего:			-	81619,779	61,352372
ИТОГО:				89515,909	73,961718

В период разработки по каждому из рассматриваемых вариантов предполагается строительство скважин.

Ориентировочные объемы водопотребления и водоотведения при строительстве 1 проектной скважины приняты по аналогии с ранее разработанным и согласованным «Индивидуальным техническим проектом на строительство эксплуатационной скважины № 58 на месторождении Чинаревское» (заключение ГЭЭ № KZ36VCY00104972 от 05.03.2018 г.) и составят:

- объем водопотребления – $2473,1 \text{ м}^3$, из них $468,2 \text{ м}^3$ на хозяйственно-бытовые нужды, $2004,9 \text{ м}^3$ на производственные нужды;
- объем водоотведения – $468,2 \text{ м}^3$ – хозяйственно-бытовые стоки, $241,9 \text{ м}^3$ – на утилизацию, $1046,22 \text{ м}^3$ – на повторное использование.

Точные объемы водопотребления и водоотведения при строительстве скважин будут представлены в отдельных Технических проектах на строительство скважин, с учетом глубины скважин, типом буровой установки, условиями бурения и т.д.

8.2 Мероприятия по охране поверхностных вод от загрязнения

Согласно «Плану мероприятий по охране окружающей среды на Проект предельно-допустимых выбросов в атмосферу (ПДВ) ТОО «Жаикмунай» на 2021 год», на месторождении Чинаревское выполняется и будет выполняться следующий объем работ по охране от воздействия на прибрежные и водные экосистемы:

- патрулирование прибрежной зоны р.Ембулатовка с целью недопущения мытья автомашин и незаконных сбросов загрязняющих веществ в водоем (еженедельно);
- мониторинг качественных характеристик поверхностных вод в зоне влияния производственной деятельности компании (ниже по течению р.Ембулатовка) и на границе с РФ (выше по течению р.Ембулатовка);
- проведение санитарно-экологического месячника на территории прибрежной зоны р.Ембулатовка в границах лицензионной территории.

Согласно «Санитарно-эпидемиологическим требованиям к водоисточникам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов» №209 от 16.03.2015 г., для охраны водного объекта необходимо выполнение следующих требований:

- на поверхности воды не должно быть плавающих примесей, пленок, пятен масел, нефтепродуктов;
- запахи и привкусы не должны присутствовать в воде, кислотность воды должна находиться в пределах 6,5 – 8,5;
- в воде не должны содержаться ядовитые вещества в концентрациях, оказывающих вредное действие на людей и животных;
- количество растворенного в воде кислорода должно быть не менее 4 мг/л;
- БПК_{полн} при 20 °С не должна превышать 3 мг/л;

- минеральный осадок не должен быть более 1000 мг/л, в том числе хлоридов 350 и сульфатов 500 мг/л;
- сброс сточных вод в водные объекты является одним из видов специального водопользования и осуществляется на основании разрешений, выдаваемых в установленном порядке государственными контролирующими органами, в соответствии с разработанным проектом предельно-допустимых сбросов в водные объекты;
- категорически запрещается сбрасывать в водоемы радиоактивные сточные воды.

При реализации проектных решений на месторождении Чинаревское предусматривается дальнейшее внедрение следующих организационно-технических мероприятий по охране поверхностных вод:

- строительство, модернизация постов наблюдений за состоянием поверхностных вод с расширением перечня контролируемых загрязняющих веществ за счет приобретения современного оборудования и внедрения локальной сети передачи информации в уполномоченный орган в области охраны окружающей среды и его территориальные подразделения;
- консервация или полная ликвидация находящихся на суше источников загрязнения, продолжающих оказывать негативное воздействие на водные объекты;
- выполнение мероприятий по проведению берегоукрепительных работ рек и водоемов;
- регулирование стока малых рек, расчистка их русел или ложа водоема, осуществление регулярных попусков воды для обеспечения оптимальной жизнедеятельности экосистем в бассейнах малых рек и озер, а также иные мероприятия по предотвращению заиливания, поддержанию оптимального гидрологического режима и санитарного состояния малых рек и озер.

8.3 Оценка воздействия проектируемых работ на поверхностные воды

Практически все основные процессы обмена энергией и веществами происходят на поверхности раздела вода – воздух, вода – речное (морское) дно, а также при взаимодействии воды с взвешенными веществами и организмами. Сложность и изменчивость процесса переноса, происходящих вблизи поверхности раздела водоем – воздушная среда, тесно связаны

с параметрами самой водной поверхности. Структура воды весьма чувствительна к воздействию внешних полей, в том числе к воздействию поля поверхностных сил.

Поступающие в водоемы загрязняющие вещества вносят значительные изменения в установившийся режим и нарушают равновесное состояние водных экологических систем, несмотря на способность водоемов к самоочищению, основным фактором которого является биохимический распад органических веществ под действием микроорганизмов.

Самоочищающая способность реки зависит от запаса растворенного кислорода, а также от скорости речного потока, химического состава воды, ее температуры, массы взвешенных веществ, донного осадка и других факторов. Если стоки по своей мощности относительно невелики, а секундный расход воды в реке достаточен, процесс самоочищения заканчивается в пределах 20 – 40 км и даже меньше от места загрязнения. Однако некоторые медленно окисляющиеся вещества могут переноситься водой на большие расстояния. Следовательно, река выполняет роль очистного сооружения. Необходимо учитывать также, что в результате процессов превращения загрязняющих веществ, протекающих под воздействием природных факторов, могут образовываться вторичные продукты распада загрязнений, оказывающие отрицательное влияние на качество воды.

В целом, к основным факторам потенциального негативного воздействия производственной деятельности на поверхностные воды можно отнести:

- сброс, разливы и попадание в водную среду производственных хозяйственно-бытовых сточных вод, нефтепродуктов и горюче-смазочных материалов;
- захламление берега водного объекта твердыми отходами производства и потребления;
- попадание загрязняющих веществ в водные объекты через атмосферу и подземные воды.

Согласно «Санитарно-эпидемиологическим требованиям к водоисточникам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов» №209 от 16.03.2015 г.:

- п.115: «В целях поддержания благоприятного водного режима поверхностных водоемов, предупреждения их от заиления и зарастания, водной эрозии почв, ухудшения условий обитания водных животных и птиц, уменьшения колебаний стока, проводятся мероприятия по биомелиорации водоемов и устанавливаются водоохранные зоны и полосы».

- п.116: «Водоохранные зоны и полосы и режим хозяйственного использования земель, на которых они расположены, устанавливаются решениями местных исполнительных органов на основании утвержденной проектной документации».
- п.117. Минимальная ширина водоохранных зон по каждому берегу от уреза среднегогодового меженного уровня воды, включая пойму реки, надпойменные террасы, крутые склоны коренных берегов, овраги и балки, принимается:
 - для малых рек (длиной до 200 километров) 500 м;
 - для остальных рек: с простыми условиями хозяйственного использования и благоприятной экологической обстановкой на водосборе 500 м; со сложными условиями хозяйственного использования и при напряженной экологической обстановке на водосборе 1000 м.

В соответствии с документом «Согласование проектной документации на размещение и строительство предприятий и сооружений, влияющих на состояние вод» №KZ40VRB00001559 от 10.01.2017 г., выданного Западно-Казахстанским территориальным отделом Жайык-Каспийской бассейновой инспекцией по регулированию использования и охране водных ресурсов:

1.Водоохранная полоса реки Ембулатовка, Елтышевка и Быковка от уреза воды при среднегогодовом уровне в период половодья составляет **от 35 до 100 метров** (пп.4, п.1 приказ Министра сельского хозяйства Республики Казахстан №19-1/446 от 18.05.2015г. «Об утверждении Правил установления водоохранных зон и полос»).

2.Водоохранная зона реки Ембулатовка, Елтышевка и Быковка при среднегогодовом уровне в период половодья составляет **500 метров** (пп.7, п.2 приказ Министра сельского хозяйства Республики Казахстан №19-1/446 от 18.05.2015г. «Об утверждении Правил установления водоохранных зон и полос»).

Река Ембулатовка ближайшая к объектам ТОО «Жаикмунай». Расстояния от реки Ембулатовка до объектов ЧНГКМ: УКПГ-1/2 – 2230 м, УКПГ-3 – 1840 м, УПН – 2820 м, ЦПБО – 950 м, ГТЭС-26МВт – 2230 м (таблица 2.3.1). Следовательно, объекты ЧНГКМ расположены вне водоохраной полосы и водоохранной зоны.

При реализации проектных решений на месторождении Чинаревское сброс сточных вод, углеводородов и ГСМ в водные объекты не предусматривается. Соответственно, данный фактор воздействия на поверхностные воды не рассматривается. Разливы и попадание в водную среду нефтепродуктов, горюче-смазочных материалов и других химических веществ возможны только при аварийных ситуациях, вероятность возникновения которых низка.

На месторождении Чинаревское организована система управления отходами производства и потребления, поэтому захламление берегов малых рек не происходит, и происходить не будет.

В целом, влияние проектируемых работ на поверхностные воды по каждому из вариантов можно оценить как:

- ⊕ пространственный масштаб воздействия – ограниченный (2) – площадь воздействия до 10 км^2 для площадных объектов или на удалении до 1 км от линейного объекта.
- ⊕ временной масштаб воздействия – многолетнее (4) – продолжительность воздействия от 3-х лет и более;
- ⊕ интенсивность воздействия (обратимость изменения) – слабая (2) – изменения среды превышают пределы природной изменчивости, но среда полностью самовосстанавливается.

Таким образом, интегральная оценка составляет 16 баллов, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости воздействия на поверхностные воды на месторождении Чинаревское относится к ***воздействию средней значимости*** (9-27) – изменения в среде превышает цепь естественных изменений, но среда восстанавливается без посторонней помощи в течение нескольких лет.

8.4 Мероприятия по защите подземных вод от загрязнения и истощения

Под охраной подземных вод понимается система мер, направленных на предотвращение и устранение последствий загрязнения, засорения и истощения вод, а также на сохранение и улучшение их качественного и количественного состояния.

В целях предупреждения загрязнения и истощения подземных вод на период реализации проектных решений на месторождении Чинаревское, в дальнейшем, предусматривается внедрение следующих мероприятий:

- организация мероприятий и строительство очистных устройств, обеспечивающих улучшение качественного состава отводимых вод, реализация программ по увеличению эффективности работы малых резервных емкостей в составе локальных очистных сооружений (аккумулирующих емкостей, отстойников, сооружений и устройств для аэрации воды, экранов для задержания пестицидов);
- внедрение наилучших доступных техник на очистных сооружениях;

- осуществление комплекса технологических, гидротехнических, санитарных и иных мероприятий, направленных на предотвращение засорения, загрязнения и истощения водных ресурсов;
- ликвидация накопителей сточных вод, очагов загрязнения подземных вод, исторического загрязнения и источников негативного влияния на водные ресурсы, демеркуризация области загрязнения для снижения негативных последствий их воздействия на водные объекты;
- расширение сети мониторинга количественно-качественных характеристик в бассейнах трансграничных рек;
- внедрение систем автоматического мониторинга качества потребляемой и сбрасываемой воды;
- проведение мероприятий, направленных на предотвращение загрязнения подземных вод вследствие межпластовых перетоков нефти, воды и газа, при освоении и последующей эксплуатации скважин, а также утилизации отходов производства и сточных вод.

8.5 Оценка воздействия возможного загрязнения подземных вод

Одним из основных критериев оценки современного состояния подземных вод является их защищенность от внешнего воздействия, то есть перекрытость водоносного горизонта слабопроницаемыми отложениями, препятствующими проникновению в них загрязняющих веществ с поверхности земли.

Защищенность зависит от многих факторов, одним из которых является техногенный, обусловленный условиями нахождения загрязняющих веществ на поверхности земли (условия хранения отходов на полигонах и в накопителях и т. д.) и характером сброса загрязняющих веществ.

Проведенными инженерно-геологическими изысканиями установлено, что на площади месторождения Чинаревское до глубины порядка 20 м, породы представлены тяжелыми суглинками, проницаемость которых менее 0,1 м/сут, что указывает на слабые фильтрационные свойства пород. Породы практически водонепроницаемы, поэтому загрязнение нижележащих водоносных горизонтов маловероятно.

Согласно «Методическому руководству по охране подземных вод от загрязнения», незащищенные подземные воды характеризуются – водоупором небольшой мощности, невыдержанным по площади, где имеются нарушения сплошности (литологические «окна»,

зоны интенсивной трещиноватости, разломы), и на отдельных участках водоупор отсутствует. Загрязнение подземных вод может быть обусловлено межпластовыми перетоками, нарушениями целостности скважин и цементации затрубного пространства; нарушением герметичности сальников.

Учитывая литологию и тектонику данного региона, а также глубину залегания грунтовых вод можно сделать вывод, что подземные воды на территории расположения месторождения Чинаревское достаточно защищены, как от природных, так и техногенных факторов воздействия.

При эксплуатации нефтяных и газовых месторождений существует фактор возможного загрязнения подземных вод при эксплуатации скважин месторождения.

На месторождении Чинаревское техническое водоснабжение осуществляется из водозаборных скважин технической воды. Истощения подземных вод по эксплуатируемому верхнепермскому татарскому горизонту не наблюдается. Горизонт напорный, принята средняя величина напора, равная 690 м. Интенсивных снижений уровней подземных вод верхнепермского татарского горизонта по результатам проводимого 5 летнего мониторинга по участку водозабора не выявлено.

Снижения дебитов за счет сработки запасов не выявлено. В эксплуатационных скважинах водозабора в настоящее время наблюдается значительное увеличение дебитов по сравнению с первоначальными, при проведении разведочных работ. Химический состав соответствует фоновому значению, с учетом природных сезонных изменений.

По верхним горизонтам тенденций к резкому снижению уровней не наблюдается. Наблюдается незначительное снижение уровня подземных вод верхних водоносных горизонтов, которое относится к природно-климатическим факторам.

Потенциальным также остается фактор загрязнения подземных вод. Поэтому в пределах территории расположения водозаборных скважин *хозяйственно-бытового назначения (ЗСО = 30м)* не должно быть источников загрязнения; предусматриваются ограничения в проведении земляных и строительных работ; не допускается сооружение грязеемких объектов (например, шламонакопителей, хвостохранилищ, соле- и золоотвалов) *и объектов*, имеющих токсичные отходы, запрещается сброс промышленных и бытовых сточных вод в водоносные горизонты и др. Вблизи скважин технического водоснабжения сооружены обвалованные участки, составляющие от 15 до 30м, для защиты окружающей местности от возможных разливов технических вод.

Вместе с тем, как показывает мировая практика, мелкие технологические утечки происходят на любом производстве, где происходят технологические процессы, с которыми могут быть сопряжены возможные аварийные ситуации и отказы. В этом случае главной задачей операторов является недопущение разлива углеводородного сырья и других загрязнителей на поверхность земли, где происходит загрязнение почв и инфильтрация стоков с атмосферными осадками до уровня грунтовых вод. Для исключения этого вида воздействия все технологическое оборудование размещено на специально бетонированных площадках, исключающих попадание загрязнителя непосредственно на почвы и в грунтовые воды.

В целом на данный проектный период разработки месторождения Чинаревское при соблюдении технологического регламента, техники безопасности и природоохранных мероприятий, не ожидается масштабных воздействий на подземные воды. Для нейтрализации возможных негативных последствий на месторождении Чинаревское предусмотрен комплекс водоохранных мер.

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 Чинаревское относится к **воздействию средней значимости** (9-27) – изменения в среде превышают цепь естественных изменений, но среда восстанавливается без посторонней помощи в течение нескольких лет.

9 ПРЕДВАРИТЕЛЬНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА НЕДРА

9.1 Обоснование природоохранных мероприятий по сохранению недр

Мероприятия по охране недр являются важным элементом и составной частью всех основных технологических процессов на всех этапах разработки и эксплуатации месторождений.

Согласно «Плану мероприятий по охране окружающей среды к Проекту нормативов предельно-допустимых выбросов в атмосферу (ПДВ) ТОО «Жаикмунай» на 2021 год», на месторождении Чинаревское выполняется и будет выполняться следующий объем работ по охране и рациональному использованию недр:

- очистка сточных вод при эксплуатации объектов (полигона и резервного полигона) захоронения пластовых вод и промышленных стоков Чинаревского нефтегазоконденсатного месторождения ТОО «Жаикмунай»;
- мониторинг качества пластовых вод и промышленных стоков ЧНГКМ, закачиваемых в горизонт Полигона и Резервного полигона захоронения;
- мониторинг подземных вод посредством использования сети гидронаблюдательных скважин в соответствии с Программой мониторинга состояния подземных вод ЧНГКМ.

На стадии разработки проекта планируется внедрение следующих технологических решений и природоохранных мероприятий, позволяющих минимизировать экологический вред недрам при сооружении и эксплуатации нефтегазовых объектов:

- внедрение мероприятий по предотвращению загрязнения недр при проведении работ по недропользованию, подземном хранении нефти, газа, захоронении вредных веществ и отходов производства, сбросе сточных вод в недра;
- инвентаризация, консервация и ликвидация источников негативного воздействия на недра;
- работа скважин на установленных технологических режимах, обеспечивающих сохранность скелета пласта и не допускающих преждевременного обводнения скважин;
- бетонирование технологических площадок с устройством бортиков, исключающих загрязнение рельефа нефтью;
- конструкции скважин 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, грифообразования, 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;
- ввод в эксплуатацию скважины или куста скважины производится при условии выполнения в полном объеме всех экологических требований, предусмотренных проектом;
- проведение мониторинга недр на месторождении.

Организационные мероприятия включают тщательное планирование размещения различных сооружений, контроль транспортных путей, составление детальных инженерно-геологических карт территории с учетом карт подземного пространства, смягчение последствий стихийных бедствий.

9.2 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, уровень пьезопроводность, 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 эксплуатации скважин 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;
- исключением из сельскохозяйственного оборота значительных земельных ресурсов;
- 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;
- 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 или эксплуатации подземных хранилищ нефти и газа, захоронении и т.д.

Большое значение, с точки зрения охраны недр имеет контроль за состоянием эксплуатации месторождения, особенно за передвижением контуров нефтегазоводонасности, 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.

Влияние проектируемых работ на геологическую среду по каждому из вариантов можно оценить как:

- ⊕ пространственный масштаб воздействия – ограниченный (2) – площадь воздействия до 10 км² для площадных объектов или на удалении 1 км от линейного объекта.
- ⊕ временной масштаб воздействия – многолетнее (4) – продолжительность воздействия от 3-х лет и 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.

Все негативные воздействия на недра сводятся к минимуму при выполнении принятых проектных и природоохранных решений.

10 ПРЕДВАРИТЕЛЬНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ЗЕМЕЛЬНЫЕ РЕСУРСЫ И ПОЧВЕННЫЙ ПОКРОВ

10.1 Мероприятия по снижению воздействия на почвенный покров

Согласно «Плану мероприятий по охране окружающей среды к Проекту нормативов предельно-допустимых выбросов в атмосферу (ПДВ) ТОО «Жаикмунай» на 2021 год», на месторождении Чинаревское выполняется и будет выполняться следующий объем работ по охране земельных ресурсов:

- рекультивация земель по окончании строительства на трассах трубопроводов (восстановление плодородия почв нарушенных земель площадью от 10 до 15 га, в зависимости от протяженности трубопровода, возвращение ландшафта в естественное первоначальное состояние).

Для снижения негативного воздействия на почвенный покров на месторождении Чинаревское необходимо внедрение следующих мероприятий:

- инвентаризация и ликвидация бесхозных производственных объектов, загрязняющих окружающую среду;
- мероприятия по рациональному использованию земельных ресурсов, зонированию земель, а также проведение работ по оценке их состояния;
- рекультивация деградированных территорий, нарушенных и загрязненных в результате антропогенной деятельности земель: восстановление, воспроизводство и повышение плодородия почв и других полезных свойств земли, своевременное вовлечение ее в хозяйственный оборот, снятие, сохранение и использование плодородного слоя почвы при проведении работ, связанных с нарушением земель;
- защита земель от истощения, деградации и опустынивания, негативного воздействия водной и ветровой эрозии, селей, оползней, подтопления, затопления, заболачивания, вторичного засоления, иссушения и уплотнения, загрязнения отходами, химическими, биологическими, радиоактивными и другими вредными веществами;
- строительство, реконструкция, модернизация противоэрозионных гидротехнических сооружений, создание защитных лесных полос, закрепление оврагов, террасирование крутых склонов;
- ликвидация исторического загрязнения, локализация и демеркуризация источников загрязнения земельных ресурсов;
- выполнение мероприятий, направленных на восстановление естественного природного плодородия или увеличение гумуса почв.

Для характеристики экологического состояния земель, своевременного выявления изменений, их оценки и прогноза дальнейшего развития, на территории месторождения необходимо постоянное ведение экологического мониторинга земель.

10.2 Характеристика ожидаемого воздействия на почвенный покров

К основным факторам негативного потенциального воздействия разработки месторождения Чинаревское на почвы и ландшафты в целом можно будет отнести:

- *изъятие земель* для добывающей (нагнетательной) скважины, дорог, расположение технологического оборудования, места складирования и хранения отходов производства и другие инженерно-технические сооружения;
- *механические нарушения* почвенного покрова при езде по бездорожью и не санкционированным дорогам, при установке технологического оборудования и строительстве скважин;
- *загрязнение* почв нефтепродуктами и сопутствующими токсичными химическими веществами вследствие утечек углеводородного сырья при технологических операциях, отходами производства и потребления, и т.д.

Изъятие земель. Изъятие земель из использования может происходить опосредованно, вследствие потери ими своей ценности при их загрязнении и деградации.

Механические нарушения почвенно-растительного покрова связаны с нарушением целостности почвенного профиля.

Механические нарушения, вызванные ездой автотранспорта и строительной техники по не санкционированным дорогам и бездорожью, приводят 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.

Оценка степени техногенного воздействия при механических нарушениях определяется глубиной нарушения литологического строения почв, учитывая при этом наличие плодородного слоя и потенциально плодородных пород, переуплотнением почв, перекрытость поверхности посторонними наносами.

Основные виды нарушений земель, связаны с:

- густой сетью полевых дорог;
- размещением на месторождении площадок производственных объектов и вахтовых городков;
- размещением скважин различного назначения.

Загрязнение почв. Загрязнение почвенных экосистем химическими веществами может происходить непосредственно путем разлива углеводородного сырья вблизи скважин и при его транспортировке, а также через атмосферу при сжигании попутных газов. Источниками загрязнения являются также твердые и жидкие отходы производства. Наиболее опасными потенциальными источниками химического загрязнения на нефтепромысле являются химические реагенты, растворы, применяемые при эксплуатации скважин, промышленные и коммунально-бытовые отходы и др.

Обычно загрязнения нефтью и нефтепродуктами приводят к значительным изменениям физико-химических свойств почв. Так, разрушение слабых почвенных структур и диспергирование почвенных частиц сопровождается снижением водопроницаемости почв. За счет загрязнения нефтью в почве резко возрастает соотношение между углеродом и азотом, что ухудшает азотный режим и нарушает корневое питание растений. Кроме того, нефть, попадая на поверхность земли и впитываясь в грунт, сильно загрязняет почву и подземные воды. Почва самоочищается очень медленно, путем биологического разложения нефти.

Вредное действие нефти на почву и растительность усиливается при наличии в ней высокоминерализованных пластовых вод. Пластовые и сточные воды содержат различные вредные вещества (газ, нефть, соли и т.д.), из-за своей токсичности отрицательно действуют на живые организмы и растительность. При разливе высокоминерализованных вод на плодородный слой земли вероятный период восстановления почвы – около 20 лет.

К числу химических соединений, загрязняющих почву, относятся и канцерогенные вещества, такие как полициклические ароматические углеводороды (ПАУ). В эту группу входят до 200 реагентов, в том числе бенз(а)пирен и др. Основные источники загрязнения почвы канцерогенами – выхлопные газы автотранспорта и технологическое оборудование. В почву канцерогены поступают из атмосферы вместе с крупно- и среднедисперсными пылевыми и сажевыми частицами, при утечке нефтепродуктов, особенно отработанных смазочных материалов. Интенсивность канцерогенного загрязнения зависит от мощности источников загрязнения, удаленности от него исследуемой территории, направления ветра и других факторов.

Учитывая все вышеперечисленные факторы, можно сделать вывод, что влияние проектируемых работ по каждому из вариантов разработки на почвенные ресурсы будет следующим:

- ✚ 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, 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.

10.3 Рекультивация земель

В соответствии со ст.140 Земельного Кодекса РК № 442-ІІ от 20.06.2003 г. «собственники земельных участков и землепользователи обязаны проводить мероприятия, направленные на:

- 1) защиту земель от истощения и опустынивания, водной и ветровой эрозии, селей, подтопления, заболачивания, вторичного засоления, иссушения, уплотнения, загрязнения отходами производства и потребления, химическими, биологическими, радиоактивными и другими вредными веществами, от других процессов разрушения;
- 2) защиту от заражения сельскохозяйственных земель карантинными вредителями и болезнями растений, от зарастания сорняками, кустарником и мелколесьем, от иных видов ухудшения состояния земель;
- 3) рекультивацию нарушенных земель, восстановление их плодородия и других полезных свойств земли и своевременное вовлечение ее в хозяйственный оборот;
- 4) снятие, сохранение и использование плодородного слоя почвы при проведении работ, связанных с нарушением земель».

С целью снижения негативного воздействия, после окончания буровых работ должны быть проведены рекультивационные мероприятия. Рекультивации подлежат нарушенные земли всех категорий, и прилегающие к ним земельные участки, полностью или частично утратившие сельскохозяйственную продуктивность в результате техногенного воздействия (строительство скважин, установка технологического оборудования).

Рекультивация нарушенных и загрязненных земель проводится в соответствии с требованиями «Инструкции по разработке проектов рекультивации нарушенных земель» (№346 от 17.04.2015 года) по отдельным, специально разрабатываемым проектам в два этапа:

технический и биологический. Сроки и этапность рекультивации намечаются в соответствии с предполагаемым уровнем загрязнения для данной природной зоны и состоянием биогеоценоза. Из-за очень низкой гумусированности и легкого механического состава почв, снятие и сохранение плодородного слоя при проведении земляных работ не требуется. Основным направлением рекультивации земель является сельскохозяйственное, в качестве пастбищных угодий.

Технический этап рекультивации земель включает следующие работы:

- уборка строительного мусора, удаление с территории строительной полосы всех временных устройств;
- засыпка ликвидируемых амбаров, канав, траншей грунтом, с отсыпкой валика, обеспечивающего создание ровной поверхности после уплотнения грунта;
- распределение оставшегося грунта по рекультивируемой площади месторождения равномерным слоем или транспортирование его в специально отведенные места, указанные в проекте рекультивации;
- оформление откосов кавальеров, насыпей, выемок, засыпка или выравнивание рытвин и ям;
- мероприятия по предотвращению эрозионных процессов.

Если на данном этапе работ будут обнаружены нефтезагрязненные участки почвы, то необходимо провести очистку территории. Все большее значение в последнее время приобретают биологические методы очистки загрязненной почвы от нефтеотходов – отработанных масел и др. в обычных условиях этот процесс протекает медленно – в течение столетий. Основными условиями, обеспечивающими биоразложение нефтепродуктов, являются присутствие воды, минеральных солей, источников азота и свободного кислорода. Оптимальная температура биоразложения 20 – 35°C, т.е. метод биологической очистки проводят в летний период. Процесс ускоряется при диспергировании. Для его интенсификации микроорганизмам необходима дополнительная питательная среда.

Биологический этап рекультивации проводится после технического этапа и включает комплекс агротехнических и фитомелиоративных мероприятий, направленных на восстановление плодородия земель. Однако в связи с тем, что почвы месторождения относятся к малопродуктивным пастбищам, к биологическому этапу будут относиться только полив и посев районированной растительности. Биологическая рекультивация будет произведена после окончания разработки месторождения.

11 ПРЕДВАРИТЕЛЬНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА РАСТИТЕЛЬНЫЙ ПОКРОВ

11.1 Рекомендации по сохранению и улучшению состояния растительности

Восстановление растительности до состояния близкого к исходному длится не один десяток лет, а при продолжающемся воздействии не происходит никогда.

Согласно «Плану мероприятий по охране окружающей среды к Проекту нормативов предельно-допустимых выбросов в атмосферу (ПДВ) ТОО «Жаикмунай» на 2021 год», на месторождении Чинаревское выполняется и будет выполняться следующий объем работ по охране флоры:

- уход за зелеными насаждениями на территории ЧНГКМ и вспомогательных объектов нефтеналивного Терминала;
- контроль над передвижением автотранспорта только по установленным дорогам и маршрутам.

Для уменьшения техногенного воздействия на растительные сообщества необходимо проведение следующих мероприятий:

- проведение мероприятий по сохранению естественных условий функционирования природных ландшафтов и естественной среды обитания, принятие мер по предотвращению гибели находящихся под угрозой исчезновения или на грани вымирания видов (подвидов, популяций) растений и животных;
- озеленение территорий административно-территориальных единиц, увеличение площадей зеленых насаждений, посадок на территориях предприятий, вокруг больниц, школ, детских учреждений и освобождаемых территориях, землях, подверженных опустыниванию и другим неблагоприятным экологическим факторам;
- охрана, сохранение и восстановление биологических ресурсов;
- проведение работ по охране и воспроизводству лесного фонда, реабилитация территорий после лесных пожаров и лесовосстановление;
- использование только необходимых дорог, обустроенных щебнем или твердым покрытием;
- строго регламентировать проведение работ, связанных с загрязнением почвенно-растительного покрова при эксплуатационном и ремонтном режиме работ;
- выделение и оборудование специальных мест для приготовления и дозировки химических реагентов, исключаящих попадание их на рельеф;

- в случае аварийных ситуаций, в местах разлива нефти произвести снятие и вывоз верхнего слоя почвы, осуществить биологическую рекультивацию с последующей фитомелиорацией;
- контроль и недопущение бесконтрольного слива горюче-смазочных материалов на грунт;
- снятие почвенно-растительного слоя перед началом строительно-монтажных работ, перемещение и укладка в отвалы, для последующего целевого использования в народном хозяйстве;
- своевременно рекультивировать участки с нарушенным почвенно-растительным покровом;
- проведение визуального осмотра производственного участка на предмет обнаружения замазученных пятен.

11.2 Характеристика воздействия реализации проектных решений на растительные сообщества

Основными функциями естественного растительного покрова являются две: ландшафтостабилизирующая и ресурсная, которые могут рассматриваться как определяющие при выборе путей использования и охраны растительности. Нарушение ландшафтостабилизирующей функции всегда проявляется в усилении негативных явлений, например, активизации процессов денудации и дефляции.

Влияние на растения проявляется в первую очередь на биохимическом и физиологическом уровнях: снижается интенсивность фотосинтеза, содержание углерода, хлорофилла, нарушается азотный и углеводный обмен, в зоне сильных газовых воздействий на 20-25 % повышается интенсивность дыхания, возрастает интенсивность транспирации.

Основными факторами воздействия на растительность при производственных работах на месторождении Чинаревское будут являться:

1. Механические нарушения. Сильные нарушения непосредственно в местах производственных работ всегда сопровождаются менее сильными, но большими по площади нарушениями на прилегающих территориях и являются одним из самых мощных факторов уничтожения растительности.

Механическое воздействие связано с отсыпкой и перепрофилированием слоя почвы для выравнивания поверхностей. Строительные работы сопровождаются сгущением подъездных путей к объекту. В дорожных колеях почва уплотняется (процессы стилизации) или «разбивается» (на песчаных отложениях), деформируются почвенные горизонты. Характерна интенсивная дефляция почв с образованием на песчаных массивах техногенных эоловых форм

рельефа. Такие участки длительное время могут не зарастать и являться очагами линейной эрозии и дефляции. Относительно этого фактора воздействия, уязвимыми являются все растительные сообщества.

Проведение любых производственных работ негативно сказывается на растительном мире. Негативность выражается в механическом воздействии – транспорта, строительной техники, вытаптывание растительности на местах временной дислокации техники, а также выражается загрязнением нефтепродуктами и продуктами сгорания топлива от передвижных и стационарных источников. Возможно также загрязнение другими источниками, такими как токсические вещества при аварийных ситуациях.

2. Дорожная дигрессия. Дорожная сеть является линейно-локальным видом воздействия, характеризующимся полным уничтожением растительности по трассам автодорог или колеям несанкционированных, временных дорог, запылением и загрязнением выхлопными газами растений вдоль трасс. Наиболее интенсивно это может проявляться при строительстве скважин и в районе расположения вахтового поселка.

3. Загрязнение растительности. Загрязнение растительных экосистем химическими веществами может происходить непосредственно путем разлива нефти вблизи скважин и при ее транспортировке. Источниками загрязнения являются также твердые и жидкие отходы производства. Наиболее опасными потенциальными источниками химического загрязнения на нефтепромысле являются химические реагенты, растворы, применяемые при эксплуатации скважин и бурении скважин, утечки при отгрузке и транспортировке нефти, места складирования отходов и др. Растительный покров полосы отвода месторождения в той или иной степени испытывает постоянное химическое воздействие загрязняющих веществ: нефти, газа, продуктов их сгорания и выхлопных газов автомашин.

Влияние проектируемых работ на растительность по каждому из вариантов разработки 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.

12 ПРЕДВАРИТЕЛЬНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ЖИВОТНЫЙ МИР

12.1 Мероприятия по сохранению и восстановлению целостности естественных сообществ и видового разнообразия животного мира

Согласно «Плану мероприятий по охране окружающей среды к Проекту нормативов предельно-допустимых выбросов в атмосферу (ПДВ) ТОО «Жаикмунай» на 2021 год», на месторождении Чинаревское выполняется и будет выполняться следующий объем работ по охране фауны:

- контроль над передвижением автотранспорта только по установленным дорогам и маршрутам (сохранение репродуктивной способности животных, обитающих на территории ЧНГКМ).

При проведении производственных работ на месторождении Чинаревское рекомендуется выполнение природоохранных требований, обеспечивающих минимальное воздействие на животный мир, а именно:

- проведение мероприятий по сохранению естественных условий функционирования природных ландшафтов и естественной среды обитания, принятие мер по предотвращению гибели находящихся под угрозой исчезновения или на грани вымирания видов (подвидов, популяций) растений и животных;
- воспроизводство диких животных (проведение биотехнических мероприятий, в том числе расселение диких зверей и птиц, создание питомников и ферм по разведению диких животных и птиц, а также заготовка кормов для их жизнедеятельности);
- охрана, сохранение и восстановление биологических ресурсов;
- ограничение подъездных путей и не допускать движение транспорта по бездорожью;
- своевременно рекультивировать участки с нарушенным почвенно-растительным покровом;
- разработка строго согласованных маршрутов передвижения техники, не пересекающих миграционные пути животных;
- соблюдение норм шумового воздействия;
- создание ограждений для предотвращения попадания животных на производственные объекты;
- создание маркировок на объектах и сооружениях;

- изоляция источников шума: насыпями, экранизирующими устройствами и заглублениями;
- меры по нераспространению загрязнения в случае разлива нефти, нефтепродуктов и различных химических веществ.

12.2 Характеристика воздействия на животный мир

Главным экологическим последствием чрезмерного воздействия человека на природную среду стало обеднение и флоры и фауны. Вследствие антропогенного воздействия изменилась структура зооценозов: наряду с обеднением видового состава и уменьшением общей численности животных относительно более многочисленными стали эврибиотические пластичные виды.

Последствия наблюдаемых изменений фауны предсказуемы:

- ✓ Обеднение фауны, в целом, снижает возможности использования зоологических ресурсов в общем;
- ✓ Общее сокращение численности насекомых и других беспозвоночных влечет значительное уменьшение численности ценных промысловых животных, поскольку многие из них питаются беспозвоночными;
- ✓ Изменение структуры зооценозов по линии возрастания числа и численности эврибиотных пластичных видов, среди которых много вредителей, приводит к большим убыткам в сельском, рыбном и охотничьем хозяйствах.

Среди основных факторов воздействия на животных, при всех видах работ на месторождении, можно выделить следующие, действующие на ограниченных участках:

-  механическое воздействие при строительных, буровых и дорожных работах;
-  временная или постоянная утрата мест обитания;
-  химическое загрязнение почв и растительности;
-  причинение физического ущерба или беспокойства живым организмам вследствие повышения уровня шума, искусственного освещения и т.д.

Влияние производственных работ на месторождении неоднозначно сказывается на фауне региона. Большое влияние на фауну оказывают строительные работы, связанные с прокладкой дорог, трубопроводов, линий электропередач, установкой технологического оборудования на нефтепромысле и т.д. Они создают условия для проникновения в естественные ландшафты чуждых элементов, которые могут оказать неблагоприятное воздействие на аборигенную фауну.

Для большинства животных наиболее губительным антропогенным фактором является нарушение почвенно-растительного покрова, загрязнение грунтов и растительности конденсатом, высокий фактор беспокойства, возникающий при движении автотранспорта и работе технологического оборудования, вследствие чего происходит вытеснение их из ближайших окрестностей, снижается плотность населения групп животных вплоть до исчезновения.

Совокупность факторов (воздействий), оказывающих отрицательное влияние на животных при разработке месторождений, можно условно подразделить на прямые и косвенные. *Прямые воздействия* обуславливаются созданием искусственных препятствий: шумом транспортных средств и бесконтрольным отстрелом диких животных. *Косвенные воздействия* обуславливаются сокращением пастбищных площадей в результате эрозионных и криогенных процессов, механического повреждения растительного покрова и пожаров, загрязнение атмосферы и грунтовой среды.

Влияние проектируемых работ на животный мир по каждому из вариантов разработки 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-х лет и более;
- ✦ интенсивность воздействия (обратимость изменения) – умеренная (3) – изменения среды превышают пределы природной изменчивости, 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, среда восстанавливается без посторонней помощи.

13 УПРАВЛЕНИЕ ОТХОДАМИ ПРОИЗВОДСТВА И ПОТРЕБЛЕНИЯ

Для удовлетворения требований Республики Казахстан по недопущению загрязнения окружающей среды, должна проводиться политика управления отходами на предприятии. Она минимизирует риск для здоровья и безопасности работников и природной среды. Составной частью этой политики является система управления отходами, контролирующая безопасное размещение различных типов отходов.

Согласно «Экологическому кодексу Республики Казахстан», законодательным и нормативно-правовым актам в области охраны окружающей среды и санитарно-эпидемиологического благополучия населения, принятыми в республике, отходы производства и потребления должны собираться, храниться, обезвреживаться, транспортироваться в места утилизации или захоронения.

Для рационального управления отходами необходим строгий учет и контроль над всеми видами отходов, образующихся в процессе деятельности предприятия. Система управления отходами включает в себя организационные меры отслеживания образования отходов, контроль за их сбором и хранением, утилизацией и обезвреживанием.

На подразделениях предприятия для производственных и коммунальных отходов с целью оптимизации организации их обработки и удаления, а также облегчения утилизации должен быть предусмотрен отдельный сбор различных типов отходов. Отходы производства и потребления собираются в отдельные емкости с четкой идентификацией для каждого типа отходов.

Применяется следующая методика разделения отходов:

- промышленные отходы на местах хранятся в специально маркированных, окрашенных контейнерах для каждого вида отхода. Контейнеры установлены на специально организованных и оборудованных площадках;
- отходы имеют предупредительные надписи с соответствующей табличкой опасности (огнеопасные, взрывчатые, ядовитые и т.д.), согласно требованиям, установленным в спецификации материалов по классификации. Смешивание различных материалов не разрешается.

Передвижение грузов производится под строгим контролем. Для этого движение всех отходов регистрируется в специальном журнале, т.е. указывается: тип, количество, характеристика, маршрут, номер маркировки, категория, отправная точка, место назначения, номер декларации, дата, подпись.

Хранение отходов в контейнерах позволяет предотвратить утечки, уменьшить уровень их воздействия на окружающую среду, а также воздействие погодных условий на состояние отходов.

13.1 Виды и объемы образования отходов производства и потребления

Все виды и типы образующихся отходов на предприятии в первую очередь зависят от осуществляемых технологических процессов и выполняемых производственных операций. В процессе производственной деятельности происходит образование промышленных отходов производства и потребления. Административно-хозяйственная деятельность предприятия, жизнедеятельность персонала приводит к образованию твердо-бытовых и пищевых отходов.

Согласно заключению ГЭЭ №KZ39VCZ00605939 от 12.06.2020 г. на «Проект нормативов размещения отходов ТОО «Жаикмунай» на 2020-2029 гг.» общая масса ожидаемого образования отходов на предприятии предполагается равной: на 2021 год – 25549,3355 т; на 2022 год – 25567,2445 т; на 2023 год - 25549,3355 т; на 2024 год – 25567,2445 т; на 2025 год – 25549,3355 т; на 2026 год – 25567,2445 т; на 2027 год – 25549,3355 т; на 2028 год – 25567,2445 т; на 2029 год – 25549,3355 т. Нормативы размещения отходов производства и потребления ТОО «Жаикмунай» представлены в таблицах 13.1.1-13.1.9. Общее количество видов отходов – 79. Количество видов образующихся отходов на промплощадках предприятия составляет: ЧНГКМ – 79, нефтеналивной терминал и площадка ПСП – 21.

Таблица 13.1.1 – Нормативы размещения отходов производства и потребления ТОО «Жанкмунай» на 2021 год

Наименование отходов	Образование, т/год	Размещение, т/год	Передача сторонним организациям, т/год
Всего:	25549,3355	857	12339,8555
в т.ч. отходов производства	25406,7225	857	12197,2425
в т.ч. отходов потребления	142,613	-	142,613
Янтарный уровень опасности			
Буровой шлам	7584,48		7584,48
Бытовые масляные обогреватели	0,34	-	0,34
Керамический фильтрующий материал (керамические шары)	6,0	-	6,0
Конденсат системы закрытого дренажа	288,0	-	-
Кубовые остатки от регенерации абсорбентов	146,7	-	146,7
Медицинские отходы	0,127	-	0,127
Насадка для опоры и закрытия катализатора (керамические шары)	4,0	-	4,0
Нефтешлам	863,754	-	663,754
Отработанная охлаждающая жидкость	13,488	-	13,488
Отработанные абсорбенты	31,28	-	31,28
Отработанные аккумуляторные батареи	0,793	-	0,793
Отработанные аминовые фильтры	1,778	-	1,778
Отработанные газовые фильтры	0,035	-	0,035
Отработанные источники бесперебойного питания	0,333	-	0,333
Отработанные литиевые батареи (аккумуляторы)	0,001	-	0,001
Отработанные люминесцентные лампы	0,675	-	0,675
Отработанные масла	96,755	-	96,755
Отработанные масляные и топливные фильтры	2,28	-	2,28
Отработанные промышленные источники бесперебойного питания	1,867	-	1,867
Отработанные трубы ГФК	2,0	-	2,0
Отработанный буровой раствор	13721,48	857	1000
Отработанный раствор катализатора (щелочи)	1854,0	-	1854,0
Отработанный фильтр гликоля	0,23	-	0,23
Отходы амина	61,396	-	61,396
Отходы производства серы (загрязненная сера)	1,0	-	1,0
Отходы системы пожаротушения	3,6	-	3,6
Отходы этиленгликоля	14,95	-	14,95
Парафино-смолистые отложения	20,736	-	20,736
Промасленная ветошь	4,711	-	4,711
Синтетические цеолиты (молекулярные сита) установки генерации азота	6,0	-	6,0
Синтетические цеолиты (молекулярные сита) установки дегидратации сырьевого газа	138,0	-	138,0
Синтетические цеолиты (молекулярные сита) установки осушки воздуха КИП	5,0	-	5,0
Тара из-под лакокрасочных материалов	0,466	-	0,466
Тара из-под масел (бочки)	20,0	-	20,0
Тара из-под химических реагентов (канистры)	37,8204	-	37,8204
Тара из-под химических реагентов (мешки)	253,414	-	253,414
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (KLA-GARD)	0,6	-	0,6
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (OIL AID-CI-101)	0,5	-	0,5
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (PetroLube)	0,8	-	0,8
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (PetroStrach)	0,175	-	0,175

Наименование отходов	Образование, т/год	Размещение, т/год	Передача сторонним организациям, т/год
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (PetroUnitDefoam)	0,1	-	0,1
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (StarFix)	0,1	-	0,1
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (BlackMagicSFT)	6,0	-	6,0
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (Drilling Detergent, DD-EXPORT)	0,6	-	0,6
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (DrillPlex HDD)	1,7	-	1,7
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (OS CL)	0,4	-	0,4
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (POLY-PLUS DRY)	0,075	-	0,075
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (PETRO SQUEEZE)	1,0	-	1,0
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (Evosop Эмульсия)	0,46	-	0,46
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (X Link Rtr)	0,68	-	0,68
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (X Link)	0,53	-	0,53
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (Petro Drilling Detergent)	0,2	-	0,2
Фильтрующий материал аминовых фильтров (полипропиленовое волокно)	2,55	-	2,55
Зеленый уровень опасности			
Древесные отходы	79,965	-	79,965
Использованная спецодежда	1,859	-	1,859
Использованные принтерные картриджи	0,053	-	0,053
Картриджные фильтры для воды	2,71	-	2,71
Лом абразивных материалов	0,04	-	0,04
Металлолом и металлическая стружка	20,143	-	20,143
Огарки сварочных электродов	0,021	-	0,021
Отработанная бытовая техника	2,66	-	2,66
Отработанная геомембрана	16,52	-	16,52
Отработанная оргтехника	2,196	-	2,196
Отработанные баллоны из-под ПГС	0,02	-	0,02
Отработанные воздушные фильтры	2,205	-	2,205
Отработанные газоанализаторы	0,011	-	0,011
Отработанные минифильтры (самоспасатели)	0,08	-	0,08
Отработанные резинотехнические изделия	1,1251	-	1,1251
Отработанные электроспецприборы	0,143	-	0,143
Отработанный активированный уголь	6,43	-	6,43
Отработанный силикагель	0,6	-	0,6
Отходы лаборатории	0,362	-	0,362
Протекторы обсадных колонн	39,82	-	39,82
Строительные отходы	20,0	-	20,0
ТБО	142,613	-	142,613
Фильтрующий материал УСК	5,3	-	5,3

Таблица 13.1.2 – Нормативы размещения отходов производства и потребления ТОО «Жанкмунай» на 2022 год

Наименование отходов	Образование, т/год	Размещение, т/год	Передача сторонним организациям, т/год
Всего:	25567,2445	1715	13357,7645
в т.ч. отходов производства	25424,6315	1715	13215,1515
в т.ч. отходов потребления	142,613	-	142,613
Янтарный уровень опасности			
Буровой шлам	7584,48	-	7584,48
Бытовые масляные обогреватели	0,34	-	0,34
Керамический фильтрующий материал (керамические шары)	6,0	-	6,0
Конденсат системы закрытого дренажа	288,0	-	288,0
Кубовые остатки от регенерации абсорбентов	146,7	-	146,7
Медицинские отходы	0,127	-	0,127
Насадка для опоры и закрытия катализатора (керамические шары)	4,0	-	4,0
Нефтешлам	863,754	-	663,754
Отработанная охлаждающая жидкость	13,488	-	13,488
Отработанные абсорбенты	31,28	-	31,28
Отработанные аккумуляторные батареи	0,793	-	0,793
Отработанные аминовые фильтры	1,778	-	1,778
Отработанные газовые фильтры	0,035	-	0,035
Отработанные источники бесперебойного питания	0,333	-	0,333
Отработанные катализаторы	17,9	-	17,9
Отработанные литиевые батареи (аккумуляторы)	0,001	-	0,001
Отработанные люминесцентные лампы	0,675	-	0,675
Отработанные масла	96,755	-	96,755
Отработанные масляные и топливные фильтры	2,28	-	2,28
Отработанные промышленные источники бесперебойного питания	1,867	-	1,867
Отработанные трубы ГФК	2,0	-	2,0
Отработанный буровой раствор	13721,48	1715	2000
Отработанный раствор катализатора (щелочи)	1854,0	-	1854,0
Отработанный фильтр гликоля	0,23	-	0,23
Отходы амина	61,396	-	61,396
Отходы производства серы (загрязненная сера)	1,0	-	1,0
Отходы системы пожаротушения	3,6	-	3,6
Отходы этиленгликоля	14,95	-	14,95
Парафино-смолистые отложения	20,736	-	20,736
Промасленная ветошь	4,711	-	4,711
Синтетические цеолиты (молекулярные сита) установки генерации азота	6,0	-	6,0
Синтетические цеолиты (молекулярные сита) установки дегидратации сырьевого газа	138,0	-	138,0
Синтетические цеолиты (молекулярные сита) установки осушки воздуха КИП	5,0	-	5,0
Тара из-под лакокрасочных материалов	0,466	-	0,466
Тара из-под масел (бочки)	20,0	-	20,0
Тара из-под химических реагентов (канистры)	37,8204	-	37,8204
Тара из-под химических реагентов (мешки)	253,414	-	253,414
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (KLA-GARD)	0,6	-	0,6
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (OIL AID-CI-101)	0,5	-	0,5
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (PetroLube)	0,8	-	0,8
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства	0,175	-	0,175

Наименование отходов	Образование, т/год	Размещение, т/год	Передача сторонним организациям, т/год
свойства (PetroStrach)			
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (PetroUnitDefoam)	0,1	-	0,1
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (StarFix)	0,1	-	0,1
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (BlackMagicSFT)	6,0	-	6,0
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (Drilling Detergent, DD-EXPORT)	0,6	-	0,6
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (DrillPlex HDD)	1,7	-	1,7
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (OS CL)	0,4	-	0,4
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (POLY-PLUS DRY)	0,075	-	0,075
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (PETRO SQUEEZE)	1,0	-	1,0
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (Evosop Эмульсия)	0,46	-	0,46
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (X Link Rtr)	0,68	-	0,68
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (X Link)	0,53	-	0,53
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (Petro Drilling Detergent)	0,2	-	0,2
Фильтрующий материал аминовых фильтров (полипропиленовое волокно)	2,55	-	2,55
Зеленый уровень опасности			
Древесные отходы	79,965	-	79,965
Использованная спецодежда	1,859	-	1,859
Использованные принтерные картриджи	0,053	-	0,053
Картриджные фильтры для воды	2,71	-	2,71
Лом абразивных материалов	0,04	-	0,04
Металлолом и металлическая стружка	20,143	-	20,143
Огарки сварочных электродов	0,021	-	0,021
Отработанная бытовая техника	3,16	-	3,16
Отработанная геомембрана	16,52	-	16,52
Отработанная оргтехника	2,196	-	2,196
Отработанные баллоны из-под ПГС	0,02	-	0,02
Отработанные воздушные фильтры	2,205	-	2,205
Отработанные газоанализаторы	0,011	-	0,011
Отработанные минифильтры (самоспасатели)	0,08	-	0,08
Отработанные резинотехнические изделия	1,1251	-	1,1251
Отработанные электроспецприборы	0,143	-	0,143
Отработанный активированный уголь	6,43	-	6,43
Отработанный силикагель	0,6	-	0,6
Отходы лаборатории	0,362	-	0,362
Протекторы обсадных колонн	39,82	-	39,82
Строительные отходы	20,0	-	20,0
ТБО	142,613	-	142,613
Фильтрующий материал УСК	5,3	-	5,3

Таблица 13.1.3 – Нормативы размещения отходов производства и потребления ТОО «Жанкмунай» на 2023 год

Наименование отходов	Образование, т/год	Размещение, т/год	Передача сторонним организациям, т/год
Всего:	25549,3355	4287	16339,8555
в т.ч. отходов производства	25406,7225	4287	16197,2425
в т.ч. отходов потребления	142,613	-	142,613
Янтарный уровень опасности			
Буровой шлам	7584,48		7584,48
Бытовые масляные обогреватели	0,34	-	0,34
Керамический фильтрующий материал (керамические шары)	6,0	-	6,0
Конденсат системы закрытого дренажа	288,0	-	-
Кубовые остатки от регенерации абсорбентов	146,7	-	146,7
Медицинские отходы	0,127	-	0,127
Насадка для опоры и закрытия катализатора (керамические шары)	4,0	-	4,0
Нефтешлам	863,754	-	663,754
Отработанная охлаждающая жидкость	13,488	-	13,488
Отработанные абсорбенты	31,28	-	31,28
Отработанные аккумуляторные батареи	0,793	-	0,793
Отработанные аминовые фильтры	1,778	-	1,778
Отработанные газовые фильтры	0,035	-	0,035
Отработанные источники бесперебойного питания	0,333	-	0,333
Отработанные литиевые батареи (аккумуляторы)	0,001	-	0,001
Отработанные люминесцентные лампы	0,675	-	0,675
Отработанные масла	96,755	-	96,755
Отработанные масляные и топливные фильтры	2,28	-	2,28
Отработанные промышленные источники бесперебойного питания	1,867	-	1,867
Отработанные трубы ГФК	2,0	-	2,0
Отработанный буровой раствор	13721,48	4287	1000
Отработанный раствор катализатора (щелочи)	1854,0	-	1854,0
Отработанный фильтр гликоля	0,23	-	0,23
Отходы амина	61,396	-	61,396
Отходы производства серы (загрязненная сера)	1,0	-	1,0
Отходы системы пожаротушения	3,6	-	3,6
Отходы этиленгликоля	14,95	-	14,95
Парафино-смолистые отложения	20,736	-	20,736
Промасленная ветошь	4,711	-	4,711
Синтетические цеолиты (молекулярные сита) установки генерации азота	6,0	-	6,0
Синтетические цеолиты (молекулярные сита) установки дегидратации сырьевого газа	138,0	-	138,0
Синтетические цеолиты (молекулярные сита) установки осушки воздуха КИП	5,0	-	5,0
Тара из-под лакокрасочных материалов	0,466	-	0,466
Тара из-под масел (бочки)	20,0	-	20,0
Тара из-под химических реагентов (канистры)	37,8204	-	37,8204
Тара из-под химических реагентов (мешки)	253,414	-	253,414
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (KLA-GARD)	0,6	-	0,6
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (OIL AID-CI-101)	0,5	-	0,5
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (PetroLube)	0,8	-	0,8
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (PetroStrach)	0,175	-	0,175

Наименование отходов	Образование, т/год	Размещение, т/год	Передача сторонним организациям, т/год
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (PetroUnitDefoam)	0,1	-	0,1
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (StarFix)	0,1	-	0,1
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (BlackMagicSFT)	6,0	-	6,0
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (Drilling Detergent, DD-EXPORT)	0,6	-	0,6
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (DrillPlex HDD)	1,7	-	1,7
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (OS CL)	0,4	-	0,4
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (POLY-PLUS DRY)	0,075	-	0,075
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (PETRO SQUEEZE)	1,0	-	1,0
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (Evosop Эмульсия)	0,46	-	0,46
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (X Link Rtr)	0,68	-	0,68
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (X Link)	0,53	-	0,53
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (Petro Drilling Detergent)	0,2	-	0,2
Фильтрующий материал аминовых фильтров (полипропиленовое волокно)	2,55	-	2,55
Зеленый уровень опасности			
Древесные отходы	79,965	-	79,965
Использованная спецодежда	1,859	-	1,859
Использованные принтерные картриджи	0,053	-	0,053
Картриджные фильтры для воды	2,71	-	2,71
Лом абразивных материалов	0,04	-	0,04
Металлолом и металлическая стружка	20,143	-	20,143
Огарки сварочных электродов	0,021	-	0,021
Отработанная бытовая техника	2,66	-	2,66
Отработанная геомембрана	16,52	-	16,52
Отработанная оргтехника	2,196	-	2,196
Отработанные баллоны из-под ПГС	0,02	-	0,02
Отработанные воздушные фильтры	2,205	-	2,205
Отработанные газоанализаторы	0,011	-	0,011
Отработанные минифильтры (самоспасатели)	0,08	-	0,08
Отработанные резинотехнические изделия	1,1251	-	1,1251
Отработанные электроспецприборы	0,143	-	0,143
Отработанный активированный уголь	6,43	-	6,43
Отработанный силикагель	0,6	-	0,6
Отходы лаборатории	0,362	-	0,362
Протекторы обсадных колонн	39,82	-	39,82
Строительные отходы	20,0	-	20,0
ТБО	142,613	-	142,613
Фильтрующий материал УСК	5,3	-	5,3

Таблица 13.1.4 – Нормативы размещения отходов производства и потребления ТОО «Жанкмунай» на 2024 год

Наименование отходов	Образование, т/год	Размещение, т/год	Передача сторонним организациям, т/год
Всего:	25567,2445	3429	15357,7645
в т.ч. отходов производства	25424,6315	3429	15215,1515
в т.ч. отходов потребления	142,613	-	142,613
Янтарный уровень опасности			
Буровой шлам	7584,48	-	7584,48
Бытовые масляные обогреватели	0,34	-	0,34
Керамический фильтрующий материал (керамические шары)	6,0	-	6,0
Конденсат системы закрытого дренажа	288,0	-	288,0
Кубовые остатки от регенерации абсорбентов	146,7	-	146,7
Медицинские отходы	0,127	-	0,127
Насадка для опоры и закрытия катализатора (керамические шары)	4,0	-	4,0
Нефтешлам	863,754	-	663,754
Отработанная охлаждающая жидкость	13,488	-	13,488
Отработанные абсорбенты	31,28	-	31,28
Отработанные аккумуляторные батареи	0,793	-	0,793
Отработанные аминовые фильтры	1,778	-	1,778
Отработанные газовые фильтры	0,035	-	0,035
Отработанные источники бесперебойного питания	0,333	-	0,333
Отработанные катализаторы	17,9	-	17,9
Отработанные литиевые батареи (аккумуляторы)	0,001	-	0,001
Отработанные люминесцентные лампы	0,675	-	0,675
Отработанные масла	96,755	-	96,755
Отработанные масляные и топливные фильтры	2,28	-	2,28
Отработанные промышленные источники бесперебойного питания	1,867	-	1,867
Отработанные трубы ГФК	2,0	-	2,0
Отработанный буровой раствор	13721,48	3429	4000
Отработанный раствор катализатора (щелочи)	1854,0	-	1854,0
Отработанный фильтр гликоля	0,23	-	0,23
Отходы амина	61,396	-	61,396
Отходы производства серы (загрязненная сера)	1,0	-	1,0
Отходы системы пожаротушения	3,6	-	3,6
Отходы этиленгликоля	14,95	-	14,95
Парафино-смолистые отложения	20,736	-	20,736
Промасленная ветошь	4,711	-	4,711
Синтетические цеолиты (молекулярные сита) установки генерации азота	6,0	-	6,0
Синтетические цеолиты (молекулярные сита) установки дегидратации сырьевого газа	138,0	-	138,0
Синтетические цеолиты (молекулярные сита) установки осушки воздуха КИП	5,0	-	5,0
Тара из-под лакокрасочных материалов	0,466	-	0,466
Тара из-под масел (бочки)	20,0	-	20,0
Тара из-под химических реагентов (канистры)	37,8204	-	37,8204
Тара из-под химических реагентов (мешки)	253,414	-	253,414
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (KLA-GARD)	0,6	-	0,6
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (OIL AID-CI-101)	0,5	-	0,5
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (PetroLube)	0,8	-	0,8
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства	0,175	-	0,175

Наименование отходов	Образование, т/год	Размещение, т/год	Передача сторонним организациям, т/год
свойства (PetroStrach)			
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (PetroUnitDefoam)	0,1	-	0,1
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (StarFix)	0,1	-	0,1
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (BlackMagicSFT)	6,0	-	6,0
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (Drilling Detergent, DD-EXPORT)	0,6	-	0,6
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (DrillPlex HDD)	1,7	-	1,7
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (OS CL)	0,4	-	0,4
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (POLY-PLUS DRY)	0,075	-	0,075
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (PETRO SQUEEZE)	1,0	-	1,0
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (Evosop Эмульсия)	0,46	-	0,46
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (X Link Rtr)	0,68	-	0,68
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (X Link)	0,53	-	0,53
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (Petro Drilling Detergent)	0,2	-	0,2
Фильтрующий материал аминовых фильтров (полипропиленовое волокно)	2,55	-	2,55
Зеленый уровень опасности			
Древесные отходы	79,965	-	79,965
Использованная спецодежда	1,859	-	1,859
Использованные принтерные картриджи	0,053	-	0,053
Картриджные фильтры для воды	2,71	-	2,71
Лом абразивных материалов	0,04	-	0,04
Металлолом и металлическая стружка	20,143	-	20,143
Огарки сварочных электродов	0,021	-	0,021
Отработанная бытовая техника	3,16	-	3,16
Отработанная геомембрана	16,52	-	16,52
Отработанная оргтехника	2,196	-	2,196
Отработанные баллоны из-под ПГС	0,02	-	0,02
Отработанные воздушные фильтры	2,205	-	2,205
Отработанные газоанализаторы	0,011	-	0,011
Отработанные минифильтры (самоспасатели)	0,08	-	0,08
Отработанные резинотехнические изделия	1,1251	-	1,1251
Отработанные электроспецприборы	0,143	-	0,143
Отработанный активированный уголь	6,43	-	6,43
Отработанный силикагель	0,6	-	0,6
Отходы лаборатории	0,362	-	0,362
Протекторы обсадных колонн	39,82	-	39,82
Строительные отходы	20,0	-	20,0
ТБО	142,613	-	142,613
Фильтрующий материал УСК	5,3	-	5,3

Таблица 13.1.5 – Нормативы размещения отходов производства и потребления ТОО «Жанкмунай» на 2025 год

Наименование отходов	Образование, т/год	Размещение, т/год	Передача сторонним организациям, т/год
Всего:	25549,3355	4287	16339,8555
в т.ч. отходов производства	25406,7225	4287	16197,2425
в т.ч. отходов потребления	142,613	-	142,613
Янтарный уровень опасности			
Буровой шлам	7584,48		7584,48
Бытовые масляные обогреватели	0,34	-	0,34
Керамический фильтрующий материал (керамические шары)	6,0	-	6,0
Конденсат системы закрытого дренажа	288,0	-	-
Кубовые остатки от регенерации абсорбентов	146,7	-	146,7
Медицинские отходы	0,127	-	0,127
Насадка для опоры и закрытия катализатора (керамические шары)	4,0	-	4,0
Нефтешлам	863,754	-	663,754
Отработанная охлаждающая жидкость	13,488	-	13,488
Отработанные абсорбенты	31,28	-	31,28
Отработанные аккумуляторные батареи	0,793	-	0,793
Отработанные аминовые фильтры	1,778	-	1,778
Отработанные газовые фильтры	0,035	-	0,035
Отработанные источники бесперебойного питания	0,333	-	0,333
Отработанные литиевые батареи (аккумуляторы)	0,001	-	0,001
Отработанные люминесцентные лампы	0,675	-	0,675
Отработанные масла	96,755	-	96,755
Отработанные масляные и топливные фильтры	2,28	-	2,28
Отработанные промышленные источники бесперебойного питания	1,867	-	1,867
Отработанные трубы ГФК	2,0	-	2,0
Отработанный буровой раствор	13721,48	4287	1000
Отработанный раствор катализатора (щелочи)	1854,0	-	1854,0
Отработанный фильтр гликоля	0,23	-	0,23
Отходы амина	61,396	-	61,396
Отходы производства серы (загрязненная сера)	1,0	-	1,0
Отходы системы пожаротушения	3,6	-	3,6
Отходы этиленгликоля	14,95	-	14,95
Парафино-смолистые отложения	20,736	-	20,736
Промасленная ветошь	4,711	-	4,711
Синтетические цеолиты (молекулярные сита) установки генерации азота	6,0	-	6,0
Синтетические цеолиты (молекулярные сита) установки дегидратации сырьевого газа	138,0	-	138,0
Синтетические цеолиты (молекулярные сита) установки осушки воздуха КИП	5,0	-	5,0
Тара из-под лакокрасочных материалов	0,466	-	0,466
Тара из-под масел (бочки)	20,0	-	20,0
Тара из-под химических реагентов (канистры)	37,8204	-	37,8204
Тара из-под химических реагентов (мешки)	253,414	-	253,414
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (KLA-GARD)	0,6	-	0,6
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (OIL AID-CI-101)	0,5	-	0,5
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (PetroLube)	0,8	-	0,8
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (PetroStrach)	0,175	-	0,175

Наименование отходов	Образование, т/год	Размещение, т/год	Передача сторонним организациям, т/год
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (PetroUnitDefoam)	0,1	-	0,1
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (StarFix)	0,1	-	0,1
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (BlackMagicSFT)	6,0	-	6,0
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (Drilling Detergent, DD-EXPORT)	0,6	-	0,6
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (DrillPlex HDD)	1,7	-	1,7
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (OS CL)	0,4	-	0,4
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (POLY-PLUS DRY)	0,075	-	0,075
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (PETRO SQUEEZE)	1,0	-	1,0
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (Evosop Эмульсия)	0,46	-	0,46
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (X Link Rtr)	0,68	-	0,68
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (X Link)	0,53	-	0,53
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (Petro Drilling Detergent)	0,2	-	0,2
Фильтрующий материал аминовых фильтров (полипропиленовое волокно)	2,55	-	2,55
Зеленый уровень опасности			
Древесные отходы	79,965	-	79,965
Использованная спецодежда	1,859	-	1,859
Использованные принтерные картриджи	0,053	-	0,053
Картриджные фильтры для воды	2,71	-	2,71
Лом абразивных материалов	0,04	-	0,04
Металлолом и металлическая стружка	20,143	-	20,143
Огарки сварочных электродов	0,021	-	0,021
Отработанная бытовая техника	2,66	-	2,66
Отработанная геомембрана	16,52	-	16,52
Отработанная оргтехника	2,196	-	2,196
Отработанные баллоны из-под ПГС	0,02	-	0,02
Отработанные воздушные фильтры	2,205	-	2,205
Отработанные газоанализаторы	0,011	-	0,011
Отработанные минифильтры (самоспасатели)	0,08	-	0,08
Отработанные резинотехнические изделия	1,1251	-	1,1251
Отработанные электроспецприборы	0,143	-	0,143
Отработанный активированный уголь	6,43	-	6,43
Отработанный силикагель	0,6	-	0,6
Отходы лаборатории	0,362	-	0,362
Протекторы обсадных колонн	39,82	-	39,82
Строительные отходы	20,0	-	20,0
ТБО	142,613	-	142,613
Фильтрующий материал УСК	5,3	-	5,3

Таблица 13.1.6 – Нормативы размещения отходов производства и потребления ТОО «Жанкмунай» на 2026 год

Наименование отходов	Образование, т/год	Размещение, т/год	Передача сторонним организациям, т/год
Всего:	25567,2445	5144	17357,7645
в т.ч. отходов производства	25424,6315	5144	14215,1515
в т.ч. отходов потребления	142,613	-	142,613
Янтарный уровень опасности			
Буровой шлам	7584,48	-	7584,48
Бытовые масляные обогреватели	0,34	-	0,34
Керамический фильтрующий материал (керамические шары)	6,0	-	6,0
Конденсат системы закрытого дренажа	288,0	-	288,0
Кубовые остатки от регенерации абсорбентов	146,7	-	146,7
Медицинские отходы	0,127	-	0,127
Насадка для опоры и закрытия катализатора (керамические шары)	4,0	-	4,0
Нефтешлам	863,754	-	663,754
Отработанная охлаждающая жидкость	13,488	-	13,488
Отработанные абсорбенты	31,28	-	31,28
Отработанные аккумуляторные батареи	0,793	-	0,793
Отработанные аминовые фильтры	1,778	-	1,778
Отработанные газовые фильтры	0,035	-	0,035
Отработанные источники бесперебойного питания	0,333	-	0,333
Отработанные катализаторы	17,9	-	17,9
Отработанные литиевые батареи (аккумуляторы)	0,001	-	0,001
Отработанные люминесцентные лампы	0,675	-	0,675
Отработанные масла	96,755	-	96,755
Отработанные масляные и топливные фильтры	2,28	-	2,28
Отработанные промышленные источники бесперебойного питания	1,867	-	1,867
Отработанные трубы ГФК	2,0	-	2,0
Отработанный буровой раствор	13721,48	5144	6000
Отработанный раствор катализатора (щелочи)	1854,0	-	1854,0
Отработанный фильтр гликоля	0,23	-	0,23
Отходы амина	61,396	-	61,396
Отходы производства серы (загрязненная сера)	1,0	-	1,0
Отходы системы пожаротушения	3,6	-	3,6
Отходы этиленгликоля	14,95	-	14,95
Парафино-смолистые отложения	20,736	-	20,736
Промасленная ветошь	4,711	-	4,711
Синтетические цеолиты (молекулярные сита) установки генерации азота	6,0	-	6,0
Синтетические цеолиты (молекулярные сита) установки дегидратации сырьевого газа	138,0	-	138,0
Синтетические цеолиты (молекулярные сита) установки осушки воздуха КИП	5,0	-	5,0
Тара из-под лакокрасочных материалов	0,466	-	0,466
Тара из-под масел (бочки)	20,0	-	20,0
Тара из-под химических реагентов (канистры)	37,8204	-	37,8204
Тара из-под химических реагентов (мешки)	253,414	-	253,414
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (KLA-GARD)	0,6	-	0,6
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (OIL AID-CI-101)	0,5	-	0,5
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (PetroLube)	0,8	-	0,8
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства	0,175	-	0,175

Наименование отходов	Образование, т/год	Размещение, т/год	Передача сторонним организациям, т/год
свойства (PetroStrach)			
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (PetroUnitDefoam)	0,1	-	0,1
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (StarFix)	0,1	-	0,1
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (BlackMagicSFT)	6,0	-	6,0
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (Drilling Detergent, DD-EXPORT)	0,6	-	0,6
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (DrillPlex HDD)	1,7	-	1,7
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (OS CL)	0,4	-	0,4
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (POLY-PLUS DRY)	0,075	-	0,075
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (PETRO SQUEEZE)	1,0	-	1,0
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (Evosop Эмульсия)	0,46	-	0,46
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (X Link Rtr)	0,68	-	0,68
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (X Link)	0,53	-	0,53
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (Petro Drilling Detergent)	0,2	-	0,2
Фильтрующий материал аминовых фильтров (полипропиленовое волокно)	2,55	-	2,55
Зеленый уровень опасности			
Древесные отходы	79,965	-	79,965
Использованная спецодежда	1,859	-	1,859
Использованные принтерные картриджи	0,053	-	0,053
Картриджные фильтры для воды	2,71	-	2,71
Лом абразивных материалов	0,04	-	0,04
Металлолом и металлическая стружка	20,143	-	20,143
Огарки сварочных электродов	0,021	-	0,021
Отработанная бытовая техника	3,16	-	3,16
Отработанная геомембрана	16,52	-	16,52
Отработанная оргтехника	2,196	-	2,196
Отработанные баллоны из-под ПГС	0,02	-	0,02
Отработанные воздушные фильтры	2,205	-	2,205
Отработанные газоанализаторы	0,011	-	0,011
Отработанные минифильтры (самоспасатели)	0,08	-	0,08
Отработанные резинотехнические изделия	1,1251	-	1,1251
Отработанные электроспецприборы	0,143	-	0,143
Отработанный активированный уголь	6,43	-	6,43
Отработанный силикагель	0,6	-	0,6
Отходы лаборатории	0,362	-	0,362
Протекторы обсадных колонн	39,82	-	39,82
Строительные отходы	20,0	-	20,0
ТБО	142,613	-	142,613
Фильтрующий материал УСК	5,3	-	5,3

Таблица 13.1.7 – Нормативы размещения отходов производства и потребления ТОО «Жанкмунай» на 2027 год

Наименование отходов	Образование, т/год	Размещение, т/год	Передача сторонним организациям, т/год
Всего:	25549,3355	2572	14339,8555
в т.ч. отходов производства	25406,7225	2572	14197,2425
в т.ч. отходов потребления	142,613	-	142,613
Янтарный уровень опасности			
Буровой шлам	7584,48		7584,48
Бытовые масляные обогреватели	0,34	-	0,34
Керамический фильтрующий материал (керамические шары)	6,0	-	6,0
Конденсат системы закрытого дренажа	288,0	-	-
Кубовые остатки от регенерации абсорбентов	146,7	-	146,7
Медицинские отходы	0,127	-	0,127
Насадка для опоры и закрытия катализатора (керамические шары)	4,0	-	4,0
Нефтешлам	863,754	-	663,754
Отработанная охлаждающая жидкость	13,488	-	13,488
Отработанные абсорбенты	31,28	-	31,28
Отработанные аккумуляторные батареи	0,793	-	0,793
Отработанные аминовые фильтры	1,778	-	1,778
Отработанные газовые фильтры	0,035	-	0,035
Отработанные источники бесперебойного питания	0,333	-	0,333
Отработанные литиевые батареи (аккумуляторы)	0,001	-	0,001
Отработанные люминесцентные лампы	0,675	-	0,675
Отработанные масла	96,755	-	96,755
Отработанные масляные и топливные фильтры	2,28	-	2,28
Отработанные промышленные источники бесперебойного питания	1,867	-	1,867
Отработанные трубы ГФК	2,0	-	2,0
Отработанный буровой раствор	13721,48	2572	3000
Отработанный раствор катализатора (щелочи)	1854,0	-	1854,0
Отработанный фильтр гликоля	0,23	-	0,23
Отходы амина	61,396	-	61,396
Отходы производства серы (загрязненная сера)	1,0	-	1,0
Отходы системы пожаротушения	3,6	-	3,6
Отходы этиленгликоля	14,95	-	14,95
Парафино-смолистые отложения	20,736	-	20,736
Промасленная ветошь	4,711	-	4,711
Синтетические цеолиты (молекулярные сита) установки генерации азота	6,0	-	6,0
Синтетические цеолиты (молекулярные сита) установки дегидратации сырьевого газа	138,0	-	138,0
Синтетические цеолиты (молекулярные сита) установки осушки воздуха КИП	5,0	-	5,0
Тара из-под лакокрасочных материалов	0,466	-	0,466
Тара из-под масел (бочки)	20,0	-	20,0
Тара из-под химических реагентов (канистры)	37,8204	-	37,8204
Тара из-под химических реагентов (мешки)	253,414	-	253,414
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (KLA-GARD)	0,6	-	0,6
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (OIL AID-CI-101)	0,5	-	0,5
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (PetroLube)	0,8	-	0,8
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (PetroStrach)	0,175	-	0,175

Наименование отходов	Образование, т/год	Размещение, т/год	Передача сторонним организациям, т/год
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (PetroUnitDefoam)	0,1	-	0,1
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (StarFix)	0,1	-	0,1
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (BlackMagicSFT)	6,0	-	6,0
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (Drilling Detergent, DD-EXPORT)	0,6	-	0,6
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (DrillPlex HDD)	1,7	-	1,7
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (OS CL)	0,4	-	0,4
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (POLY-PLUS DRY)	0,075	-	0,075
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (PETRO SQUEEZE)	1,0	-	1,0
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (Evosop Эмульсия)	0,46	-	0,46
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (X Link Rtr)	0,68	-	0,68
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (X Link)	0,53	-	0,53
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (Petro Drilling Detergent)	0,2	-	0,2
Фильтрующий материал аминовых фильтров (полипропиленовое волокно)	2,55	-	2,55
Зеленый уровень опасности			
Древесные отходы	79,965	-	79,965
Использованная спецодежда	1,859	-	1,859
Использованные принтерные картриджи	0,053	-	0,053
Картриджные фильтры для воды	2,71	-	2,71
Лом абразивных материалов	0,04	-	0,04
Металлолом и металлическая стружка	20,143	-	20,143
Огарки сварочных электродов	0,021	-	0,021
Отработанная бытовая техника	2,66	-	2,66
Отработанная геомембрана	16,52	-	16,52
Отработанная оргтехника	2,196	-	2,196
Отработанные баллоны из-под ПГС	0,02	-	0,02
Отработанные воздушные фильтры	2,205	-	2,205
Отработанные газоанализаторы	0,011	-	0,011
Отработанные минифильтры (самоспасатели)	0,08	-	0,08
Отработанные резинотехнические изделия	1,1251	-	1,1251
Отработанные электроспецприборы	0,143	-	0,143
Отработанный активированный уголь	6,43	-	6,43
Отработанный силикагель	0,6	-	0,6
Отходы лаборатории	0,362	-	0,362
Протекторы обсадных колонн	39,82	-	39,82
Строительные отходы	20,0	-	20,0
ТБО	142,613	-	142,613
Фильтрующий материал УСК	5,3	-	5,3

Таблица 13.1.8 – Нормативы размещения отходов производства и потребления ТОО «Жаикмунай» на 2028 год

Наименование отходов	Образование, т/год	Размещение, т/год	Передача сторонним организациям, т/год
Всего:	25567,2445	1715	17357,7645
в т.ч. отходов производства	25424,6315	1715	14215,1515
в т.ч. отходов потребления	142,613	-	142,613
Янтарный уровень опасности			
Буровой шлам	7584,48	-	7584,48
Бытовые масляные обогреватели	0,34	-	0,34
Керамический фильтрующий материал (керамические шары)	6,0	-	6,0
Конденсат системы закрытого дренажа	288,0	-	288,0
Кубовые остатки от регенерации абсорбентов	146,7	-	146,7
Медицинские отходы	0,127	-	0,127
Насадка для опоры и закрытия катализатора (керамические шары)	4,0	-	4,0
Нефтешлам	863,754	-	663,754
Отработанная охлаждающая жидкость	13,488	-	13,488
Отработанные абсорбенты	31,28	-	31,28
Отработанные аккумуляторные батареи	0,793	-	0,793
Отработанные аминовые фильтры	1,778	-	1,778
Отработанные газовые фильтры	0,035	-	0,035
Отработанные источники бесперебойного питания	0,333	-	0,333
Отработанные катализаторы	17,9	-	17,9
Отработанные литиевые батареи (аккумуляторы)	0,001	-	0,001
Отработанные люминесцентные лампы	0,675	-	0,675
Отработанные масла	96,755	-	96,755
Отработанные масляные и топливные фильтры	2,28	-	2,28
Отработанные промышленные источники бесперебойного питания	1,867	-	1,867
Отработанные трубы ГФК	2,0	-	2,0
Отработанный буровой раствор	13721,48	1715	2000
Отработанный раствор катализатора (щелочи)	1854,0	-	1854,0
Отработанный фильтр гликоля	0,23	-	0,23
Отходы амина	61,396	-	61,396
Отходы производства серы (загрязненная сера)	1,0	-	1,0
Отходы системы пожаротушения	3,6	-	3,6
Отходы этиленгликоля	14,95	-	14,95
Парафино-смолистые отложения	20,736	-	20,736
Промасленная ветошь	4,711	-	4,711
Синтетические цеолиты (молекулярные сита) установки генерации азота	6,0	-	6,0
Синтетические цеолиты (молекулярные сита) установки дегидратации сырьевого газа	138,0	-	138,0
Синтетические цеолиты (молекулярные сита) установки осушки воздуха КИП	5,0	-	5,0
Тара из-под лакокрасочных материалов	0,466	-	0,466
Тара из-под масел (бочки)	20,0	-	20,0
Тара из-под химических реагентов (канистры)	37,8204	-	37,8204
Тара из-под химических реагентов (мешки)	253,414	-	253,414
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (KLA-GARD)	0,6	-	0,6
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (OIL AID-CI-101)	0,5	-	0,5
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (PetroLube)	0,8	-	0,8
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства	0,175	-	0,175

Наименование отходов	Образование, т/год	Размещение, т/год	Передача сторонним организациям, т/год
свойства (PetroStrach)			
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (PetroUnitDefoam)	0,1	-	0,1
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (StarFix)	0,1	-	0,1
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (BlackMagicSFT)	6,0	-	6,0
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (Drilling Detergent, DD-EXPORT)	0,6	-	0,6
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (DrillPlex HDD)	1,7	-	1,7
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (OS CL)	0,4	-	0,4
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (POLY-PLUS DRY)	0,075	-	0,075
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (PETRO SQUEEZE)	1,0	-	1,0
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (Evosop Эмульсия)	0,46	-	0,46
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (X Link Rtr)	0,68	-	0,68
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (X Link)	0,53	-	0,53
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (Petro Drilling Detergent)	0,2	-	0,2
Фильтрующий материал аминовых фильтров (полипропиленовое волокно)	2,55	-	2,55
Зеленый уровень опасности			
Древесные отходы	79,965	-	79,965
Использованная спецодежда	1,859	-	1,859
Использованные принтерные картриджи	0,053	-	0,053
Картриджные фильтры для воды	2,71	-	2,71
Лом абразивных материалов	0,04	-	0,04
Металлолом и металлическая стружка	20,143	-	20,143
Огарки сварочных электродов	0,021	-	0,021
Отработанная бытовая техника	3,16	-	3,16
Отработанная геомембрана	16,52	-	16,52
Отработанная оргтехника	2,196	-	2,196
Отработанные баллоны из-под ПГС	0,02	-	0,02
Отработанные воздушные фильтры	2,205	-	2,205
Отработанные газоанализаторы	0,011	-	0,011
Отработанные минифильтры (самоспасатели)	0,08	-	0,08
Отработанные резинотехнические изделия	1,1251	-	1,1251
Отработанные электроспецприборы	0,143	-	0,143
Отработанный активированный уголь	6,43	-	6,43
Отработанный силикагель	0,6	-	0,6
Отходы лаборатории	0,362	-	0,362
Протекторы обсадных колонн	39,82	-	39,82
Строительные отходы	20,0	-	20,0
ТБО	142,613	-	142,613
Фильтрующий материал УСК	5,3	-	5,3

Таблица 13.1.9 – Нормативы размещения отходов производства и потребления ТОО «Жанкмунай» на 2029 год

Наименование отходов	Образование, т/год	Размещение, т/год	Передача сторонним организациям, т/год
Всего:	25549,3355	2572	14339,8555
в т.ч. отходов производства	25406,7225	2572	14197,2425
в т.ч. отходов потребления	142,613	-	142,613
Янтарный уровень опасности			
Буровой шлам	7584,48		7584,48
Бытовые масляные обогреватели	0,34	-	0,34
Керамический фильтрующий материал (керамические шары)	6,0	-	6,0
Конденсат системы закрытого дренажа	288,0	-	-
Кубовые остатки от регенерации абсорбентов	146,7	-	146,7
Медицинские отходы	0,127	-	0,127
Насадка для опоры и закрытия катализатора (керамические шары)	4,0	-	4,0
Нефтешлам	863,754	-	663,754
Отработанная охлаждающая жидкость	13,488	-	13,488
Отработанные абсорбенты	31,28	-	31,28
Отработанные аккумуляторные батареи	0,793	-	0,793
Отработанные аминовые фильтры	1,778	-	1,778
Отработанные газовые фильтры	0,035	-	0,035
Отработанные источники бесперебойного питания	0,333	-	0,333
Отработанные литиевые батареи (аккумуляторы)	0,001	-	0,001
Отработанные люминесцентные лампы	0,675	-	0,675
Отработанные масла	96,755	-	96,755
Отработанные масляные и топливные фильтры	2,28	-	2,28
Отработанные промышленные источники бесперебойного питания	1,867	-	1,867
Отработанные трубы ГФК	2,0	-	2,0
Отработанный буровой раствор	13721,48	2572	3000
Отработанный раствор катализатора (щелочи)	1854,0	-	1854,0
Отработанный фильтр гликоля	0,23	-	0,23
Отходы амина	61,396	-	61,396
Отходы производства серы (загрязненная сера)	1,0	-	1,0
Отходы системы пожаротушения	3,6	-	3,6
Отходы этиленгликоля	14,95	-	14,95
Парафино-смолистые отложения	20,736	-	20,736
Промасленная ветошь	4,711	-	4,711
Синтетические цеолиты (молекулярные сита) установки генерации азота	6,0	-	6,0
Синтетические цеолиты (молекулярные сита) установки дегидратации сырьевого газа	138,0	-	138,0
Синтетические цеолиты (молекулярные сита) установки осушки воздуха КИП	5,0	-	5,0
Тара из-под лакокрасочных материалов	0,466	-	0,466
Тара из-под масел (бочки)	20,0	-	20,0
Тара из-под химических реагентов (канистры)	37,8204	-	37,8204
Тара из-под химических реагентов (мешки)	253,414	-	253,414
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (KLA-GARD)	0,6	-	0,6
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (OIL AID-CI-101)	0,5	-	0,5
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (PetroLube)	0,8	-	0,8
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (PetroStrach)	0,175	-	0,175

Наименование отходов	Образование, т/год	Размещение, т/год	Передача сторонним организациям, т/год
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (PetroUnitDefoam)	0,1	-	0,1
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (StarFix)	0,1	-	0,1
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (BlackMagicSFT)	6,0	-	6,0
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (Drilling Detergent, DD-EXPORT)	0,6	-	0,6
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (DrillPlex HDD)	1,7	-	1,7
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (OS CL)	0,4	-	0,4
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (POLY-PLUS DRY)	0,075	-	0,075
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (PETRO SQUEEZE)	1,0	-	1,0
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (Evosop Эмульсия)	0,46	-	0,46
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (X Link Rtr)	0,68	-	0,68
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (X Link)	0,53	-	0,53
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (Petro Drilling Detergent)	0,2	-	0,2
Фильтрующий материал аминовых фильтров (полипропиленовое волокно)	2,55	-	2,55
Зеленый уровень опасности			
Древесные отходы	79,965	-	79,965
Использованная спецодежда	1,859	-	1,859
Использованные принтерные картриджи	0,053	-	0,053
Картриджные фильтры для воды	2,71	-	2,71
Лом абразивных материалов	0,04	-	0,04
Металлолом и металлическая стружка	20,143	-	20,143
Огарки сварочных электродов	0,021	-	0,021
Отработанная бытовая техника	2,66	-	2,66
Отработанная геомембрана	16,52	-	16,52
Отработанная оргтехника	2,196	-	2,196
Отработанные баллоны из-под ПГС	0,02	-	0,02
Отработанные воздушные фильтры	2,205	-	2,205
Отработанные газоанализаторы	0,011	-	0,011
Отработанные минифильтры (самоспасатели)	0,08	-	0,08
Отработанные резинотехнические изделия	1,1251	-	1,1251
Отработанные электроспецприборы	0,143	-	0,143
Отработанный активированный уголь	6,43	-	6,43
Отработанный силикагель	0,6	-	0,6
Отходы лаборатории	0,362	-	0,362
Протекторы обсадных колонн	39,82	-	39,82
Строительные отходы	20,0	-	20,0
ТБО	142,613	-	142,613
Фильтрующий материал УСК	5,3	-	5,3

Согласно ст. 320 п.2-1 Экологического кодекса РК места временного складирования отходов на месте образования предназначены 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.

Накопление отходов разрешается только в специально установленных и оборудованных в соответствии с требованиями законодательства Республики Казахстан местах (на площадках, в складах, хранилищах, контейнерах и иных объектах хранения).

В настоящее время основными подрядчиками ТОО «Жаикмунай» являются ТОО «Trans Ecologi», ТОО «ТуранПромРесурс» и ТОО «Вест Дала», на последующих этапах разработки месторождения Чинаревское подрядчик может быть изменен, он будет определен по результатам последующих тендеров.

Производственная деятельность подрядчиков заключается в организации работ по сбору, утилизации и подготовке отходов к транспортировке и дальнейшей передаче их качестве вторичных материальных ресурсов на переработку специализированным организациям.

Твердые бытовые отходы (ТБО) передаются на утилизацию ТОО «Trans Ecologi» по договору.

Технологические решения ТОО «ТуранПромРесурс» по обращению с отходами представлены в таблице 13.1.10.

Таблица 13.1.10 – Технологические решения ТОО «ТуранПромРесурс» по обращению с отходами

Наименование отхода	Применяемые технологические решения по обращению с отходами
Отработанные люминесцентные лампы	Сбор для передачи на уничтожение в ТОО «Талап» осуществляющих переработку ртутьсодержащих приборов
Отработанные аккумуляторные батареи, отработанные промышленные источники бесперебойного питания	Сбор для передачи на дальнейшую переработку в ИП «Гарифуллин» (г.Уральск), являющегося представителем аккумуляторного завода «Кайнар-АКБ» (г.Талдыкурган)
Тара из-под масел (бочки)	• очистку паром загрязненных поверхностей на паромоечной установке; • сжигание образованного шлама на установке для сжигания «Эко-Форсаж»; • отбор емкостей пригодных для повторного использования; • резку и измельчение непригодных пластиковых емкостей на дробилке радиольной мартки Мастек. Бочки металлические передаются на дальнейшую переработку в ТОО «Западно-Казахстанская металлоломная компания» (г.Уральск).
Промасленная ветошь	Сжигание на установке «Эко-Форсаж»
Тара из-под лакокрасочных изделий	Сбор для передачи на размещение в ТОО «Эко-плюс» (г.Уральск)
Тара из-под химических реагентов (мешки)	Сжигание на установке «Эко-Форсаж»
Тара из-под химических реагентов	• очистку паром загрязненных поверхностей на паромоечной установке; • сжигание образованного шлама на установке для сжигания «Эко-Форсаж»;

(канистры)	• отбор емкостей пригодных для повторного использования; • резку и измельчение непригодных пластиковых емкостей на дробилке радиальной марки Мастек.
Металлолом Металлическая стружка	Передача на дальнейшую переработку в ТОО «Западно-Казахстанская металлоломная компания» (г. Уральск)
Древесные отходы	• сбор на площадке склада – визуальный осмотр и отбор для рационального и полного использования отходов • повторное использование для различных нужд в качестве вторичного сырья
Отработанная бытовая техника, бытовые масляные обогреватели, отработанная оргтехника, отработанные баллоны из-под ПГС, отработанные газоанализаторы	• демонтаж оборудования на составные части: пластик, металл, электронный лом • очистка паром загрязненных поверхностей на паромоечной установке • сжигание образованного при очистке шлама на установке для сжигания «ЭКО Форсаж» • резка и измельчение пластиковых частей на дробилке радиальной марки Мастек • передача металлических частей на дальнейшую переработку в ТОО «Западно-Казахстанская металлоломная компания» (г. Уральск) • передача электронного лома на дальнейшую переработку в ТОО «ПромТехНоРесурс» (г. Алматы)
Протекторы обсадных колонн	• демонтаж на составные части: пластик, металл • резка и измельчение пластиковых частей на дробилке радиальной марки Мастек • передача металлических частей на дальнейшую переработку в ТОО «Западно-Казахстанская металлоломная компания» (г. Уральск)
Отработанные масляные и воздушные фильтры Картриджные фильтры для воды Отработанные гликольные фильтра Отработанные аминовые фильтры	• демонтаж оборудования на составные части: пластик, металл, фильтрующий материал • очистка паром загрязненных поверхностей на паромоечной установке • сжигание не утилизируемой части – фильтрующего материала и шлама от очистки паром на установке для сжигания «ЭКО Форсаж» • измельчение пластмассовых частей на дробилке радиальной марки Мастек • передача металлических частей на дальнейшую переработку в ТОО «Западно-Казахстанская металлоломная компания» (г. Уральск)
Отработанная геомембрана	• резка на отдельные куски • очистка от грунта • измельчение на дробилке радиальной марки Мастек
Отработанные масла	Использование в качестве топлива для водогрейного котла В-30 для отопления производственных помещений
Отработанный раствор катализатора (щелочь)	Передача по договору на утилизацию в ТОО «Промотход» (г. Караганда)

Технологические решения ТОО «Вест Дала» по обращению с отходами представлены в таблице 13.1.11.

Таблица 13.1.11 – Технологические решения ТОО «Вест Дала» по обращению с отходами

Наименование отхода	Применяемые технологические решения по обращению с отходами
Активированный уголь	Термическая переработка
Амин	Инсинерация
Аминовые фильтра	Инсинерация
Бытовые изделия и оргтехника (ПК, телефоны, факс, принтеры)	Сегрегация, инсинерация/передача
Воздушные фильтра	В зависимости от вида загрязнений: • сегрегация, инсинерация • размещение
Картриджные фильтры	В зависимости от вида загрязнений: • сегрегация, инсинерация

	•размещение
Медицинские отходы	Инсинерация
Металлолом	Передача сторонним организациям в качестве вторсырья
Нефтешлам	Термическая переработка
Отработанные масла всех видов	Инсинерация
Отработанные катализаторы	Инсинерация
Отработанные масляные фильтра	Инсинерация
Отработанные угольные фильтра	Инсинерация
Парафин	Термическая переработка
Промасленная ветошь	Инсинерация
Сточный ил	Размещение на полигоне, на иловой площадке
Тара загрязненная (кроме ядохимикатов и пестицидов)	Промывка/пропарка/передача
Тара из-под масел	Промывка/пропарка/передача
Тара из-под химреагентов	В зависимости от вида тары и загрязнений: • инсинерация • промывка/пропарка/передача
Тара из-под ЛКМ	Инсинерация
Тара из-под химреагентов	В зависимости от вида тары и загрязнений: • инсинерация • промывка/пропарка/передача
Этиленгликоль	Инсинерация

На площадках эксплуатационных скважин образование отходов производства и потребления не предусматривается. Ответственность за образование и утилизацию отходов производства и потребления при испытании, соляно-кислотной обработке, капитальном ремонте, отходов вспомогательного производства и потребления при бурении скважины несет подрядная организация, осуществляющая указанные виды услуг. За организацию сбора отработанного бурового раствора и бурового шлама на буровой площадке отвечает подрядная организация, если иное не оговорено условиями договора. Отработанный буровой раствор, не нашедший повторного применения на буровой площадке, вывозится в Цех подготовки буровых отходов к утилизации.

Для снижения негативного влияния образуемых производственных отходов на ЧНГКМ на окружающую среду и здоровье населения, с учетом внедрения прогрессивных малоотходных технологий и достижений наилучшей науки и практики ТОО «Жаикмунай» был заключен договор с ТОО «ХЭЛП-ЭКОЙЛ» на использование нового ресурсосберегающего и экологического мобильного технологического оборудования в процессах обращения с отходами производственных объектов ТОО «Жаикмунай».

Согласно проекту «Применение технологий термической десорбции и деструкции, техники и оборудования при утилизации отходов производственных объектов ТОО

«Жаикмунай» для ТОО «ХЭЛП-ЭКОЙЛ» (Заключение государственной экспертизы №476 (№3Т-А-586) от 19.08.2014 г.) предусматривается:

- утилизация бурового шлама с получением строительных материалов (ТДУ Фактор-4000 с модулем очистки, модуль центрифугирования бурового шлама, ТДУ-500);
- утилизация ТБО, промасленной ветоши, отработанных фильтров, нефтезагрязненной полиэтиленовой пленки, использованной резины (ТДУ Фактор-200).

Оборудование ТОО «ХЭЛП-ЭКОЙЛ» размещено на территории Цеха ПБО ТОО «Жаикмунай»: ТДУ Фактор-4000 с модулем осушки; Термодесорбционная установка ТДУ Фактор-200. Утилизация отходов бурения и нефтешлама проводится термодеструктивным методом с использованием двухфазной центрифуги и мобильных установок ТДУ Фактор-4000 с модулем сушки и ТДУ Фактор-500.

На площадке УПН, включая площадку УДН, образуются следующие виды отходов: промасленная ветошь, отработанные масла, отработанные масляные и воздушные фильтры, металлолом, твердые бытовые отходы, нефтешлам, тара из-под масел, тара из-под лакокрасочных материалов, тара из-под химических реагентов (мешки, канистры), парафино-смолистые отложения, отработанные аккумуляторные батареи, отработанные люминесцентные лампы, отходы оргтехники, бытовые масляные обогреватели, отработанная бытовая техника, отработанные баллоны из-под ПГС, отходы лаборатории, отработанные газоанализаторы, отработанные промышленные источники бесперебойного питания, отработанные минифильтры (самоспасатели), отработанный раствор катализатора (щелочи), картриджные фильтры для воды, использованные принтерные картриджи.

На площадке УКПГ-1/2 образуются следующие виды отходов: нефтешлам, промасленная ветошь, отработанные масла, отработанные масляные и воздушные фильтры, отработанные аминовые фильтры, отработанные фильтры гликоля, отработанные газовые фильтры, кубовые остатки от регенерации абсорбентов, отработанные абсорбенты, отработанные катализаторы, отходы этиленгликоля, отходы производства серы (загрязненная сера), отработанные аккумуляторные батареи, использованная спецодежда, отработанные люминесцентные лампы, отходы оргтехники, отходы системы пожаротушения, отработанная охлаждающая жидкость, отработанный активированный уголь, отработанные баллоны из-под ПГС, бытовые масляные обогреватели, отработанная бытовая техника, отходы лаборатории, отходы амина, отработанные газоанализаторы, отработанные минифильтры (самоспасатели), металлолом и металлическая стружка, тара из-под масел, тара из-под химических реагентов (бочки), лом абразивных материалов, использованные принтерные картриджи, отработанные источники бесперебойного питания, твердые бытовые отходы.

На площадке УПН-2 образуются следующие виды отходов: промасленная ветошь, нефтешлам, тара из-под лакокрасочных материалов, отработанные люминесцентные лампы, твердые бытовые отходы.

В результате производственно-хозяйственной деятельности Вахтового городка №1 образуются следующие виды отходов: твердые бытовые отходы, отработанные аккумуляторные батареи, медицинские отходы, огарки сварочных электродов, древесные отходы, металлолом и металлическая стружка, лом абразивных материалов, отработанные масла, нефтешлам, отработанные масляные и воздушные фильтры, отходы оргтехники, отработанные люминесцентные лампы, использованные принтерные картриджи, отработанные источники бесперебойного питания.

В Вахтовом городке № 2 предусмотрено образование следующих видов отходов: твердые бытовые отходы, отработанные литиевые батареи (аккумуляторы), медицинские отходы, нефтешлам, отходы оргтехники, отработанные люминесцентные лампы, бытовые масляные обогреватели, отработанная бытовая техника, использованные принтерные картриджи.

На площадке БКНС образуются следующие виды отходов: промасленная ветошь, картриджные фильтры для воды, нефтешлам, металлолом, тара из-под лакокрасочных материалов, твердые бытовые отходы.

На территории ЧНГКМ эксплуатируется Цех по подготовке буровых отходов к утилизации (ЦПБО). Он предназначен для накопления буровых отходов, относящихся к 4 классу опасности, не обладающих реакционной способностью, взрывоопасностью, радиоактивностью. Прием отходов осуществляется отдельно в специальные карты, расположенные на участке временного накопления Цеха и представляющие собой гидротехнические сооружения – пруды-накопители.

Жидкие отходы бурового производства передаются в Цех подготовки буровых отходов к утилизации и принимаются в карты отдельно, с учетом степени загрязнения. Отработанные буровые растворы (ОБР), не утилизированные на буровой установке направляются в карту ОБР. Отдельно от них буровые сточные воды (БСВ), в составе которых сточные воды после обмыва буровой площадки и бурового оборудования, направляются в карту БСВ. После отстоя жидкая фаза карты ОБР через перепускной колодец между картами поступает в карту БСВ. Объем карт для ОБР и БСВ – 10000 м³ (по 5000 м³ каждая).

На площадке ЦПБО образуются следующие виды отходов: твердые бытовые отходы, тара из-под химреагентов (мешки, канистры), твердая фаза ОБР, донный осадок БСВ, нефтешлам, промасленная ветошь.

На площадке удаленного пункта сбора газоконденсатной смеси предусмотрено образование следующих видов отходов: нефтешлам, твердые бытовые отходы.

На площадке системы газлифта предусмотрено образование следующих видов отходов: нефтешлам.

На территории Полигона захоронения пластовых вод и промышленных стоков проектом предусмотрено образование следующих видов отходов: твердые бытовые отходы, нефтешлам, промасленная ветошь. Деятельность Полигона захоронения пластовых вод и промышленных стоков осуществляется в соответствии с «Проектом эксплуатации Полигона захоронения пластовых вод и промышленных стоков Чинаревского НГКМ» (Заключение ГЭЭ № KZ72VCSY00019449 от 02.04.2015 г.). 5 ноября 2015 г. был подписан Акт ввода в эксплуатацию нагнетательной скважины R-1 ранее разведанного полигона захоронения пластовых вод и промышленных стоков (объем закачиваемых стоков не более 400 м³/сут).

В результате эксплуатации ГТЭС образуются следующие виды отходов: отработанные масла, промасленная ветошь, отработанные масляные и воздушные фильтры, тара из-под масел, твердые бытовые отходы, отходы оргтехники, использованные принтерные картриджи.

Проектом эксплуатации УКПГ-3 предусмотрено образование следующих видов отходов: конденсат системы закрытого дренажа, отработанное компрессорное масло, отработанное масло системы теплоносителя, промасленная ветошь, 45% отработанный раствор МДЭА, фильтрующий материал аминовых фильтров (полипропиленовое волокно), синтетические цеолиты (молекулярные сита) установки дегидратации сырьевого газа, синтетические цеолиты (молекулярные сита) установки генерации азота, синтетические цеолиты (молекулярные сита) установки осушки воздуха КИП, керамический фильтрующий материал (керамические шары), насадка для опоры и закрытия катализатора (керамические шары), твердые бытовые отходы, активированный уголь, фильтрующий материал УСК.

На территории Пожарного депо предусмотрено образование твердых бытовых отходов.

В результате производственно-хозяйственной деятельности Нефтеналивного терминала и ПСП образуются следующие виды отходов: промасленная ветошь, нефтешлам, тара из-под лакокрасочных материалов, отработанные масляные, топливные и воздушные фильтры, парафино-смолистые отложения, отработанный активированный уголь, отходы лаборатории, твердые бытовые отходы, отработанные аккумуляторные батареи, отработанные источники бесперебойного питания, отработанные промышленные источники бесперебойного питания, отработанные масла, отработанные люминесцентные лампы, использованные принтерные картриджи, отработанная оргтехника, медицинские отходы, использованная

спецодежда, бытовые масляные обогреватели, отработанная бытовая техника, отработанные резинотехнические изделия.

На площадке нефтепровод УПН – Ростоши образование отходов не наблюдается.

На площадке Магистральный газопровод ЧНГКМ – система магистральных газопроводов «Интергаз Центральная Азия» образуются следующие виды отходов: твердые бытовые отходы, отработанные промышленные источники бесперебойного питания.

Отходы, образующиеся в результате деятельности предприятия, временно складироваться на территории предприятия и по мере накопления вывозятся по договорам в специализированные и обслуживающие предприятия на переработку или захоронение. При этом организован постоянный контроль за накоплением, хранением отходов и своевременный вывоз на переработку или складирование на предприятии.

Месторождение Чинаревское является месторождением с развитой инфраструктурой. При эксплуатации проектируемого оборудования – набор дополнительного персонала не требуется. Обслуживание новых технологических объектов будет осуществлять существующий на месторождении персонал. В связи с этим, объем образования ТБО при эксплуатации не рассчитывается.

В соответствии с настоящим Проектом разработки объемы образования отходов производства и потребления будут откорректированы в рамках «Проекта нормативов размещения отходов производства и потребления» на соответствующие годы.

В период разработки по всем рассматриваемым вариантам предполагается строительство скважин.

Ориентировочные объемы образования отходов при строительстве 1 проектной скважины приняты по аналогии с ранее разработанным и согласованным «Индивидуальным техническим проектом на строительство эксплуатационной скважины № 58 на месторождении Чинаревское» (заключение ГЭЭ № KZ36VCY00104972 от 05.03.2018 г.) и составят: всего – **2402,466 тонн**, из них при строительстве буровой площадки – **0,007 тонн**, за период бурения – **2402,269 тонн**, в период испытания скважины – **0,19 тонн**.

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.

В целом, процесс управления отходами регламентируется соответствующими нормативно-правовыми документами РК, определяющими условия природопользования.

13.2 Программа управления отходами

Управление отходами - это деятельность по планированию, реализации, мониторингу и анализу мероприятий по обращению с отходами производства и потребления.

С целью повышения эффективности процедур оценки изменений, происходящих в объеме и составе отходов, а также выработки оперативной политики минимизации отходов с использованием экономических и других механизмов для внесения позитивных изменений в структуры производства и потребления была разработана «Программа управления отходами производства и потребления ТОО «Жаикмунай»» (представлена в Приложении 7 настоящего Отчета).

Программа отражает политику и планы ТОО «Жаикмунай» по обеспечению управления отходами производства и потребления на 2020-2029 гг., решению имеющихся проблем на основе использования доступных технологий и передовых методов снижения объемов и уровня токсичности буровых отходов, имеющих значительный удельный вес (около 89%) в общем объеме отходов производства и потребления предприятия.

1. Цели и задачи Программы

Основная цель Программы – достижение установленных показателей, направленных на постепенное сокращение объемов и уровня опасных свойств накопленных и образуемых отходов, а также отходов, находящихся в процессе обращения.

Программа отражает деятельность компании по организации управления отходами компании, использованию доступных методов утилизации отходов.

Основная задача Программы – определение пути достижения поставленной цели наиболее эффективными и экономически обоснованными методами в рамках планового периода. Реализации настоящей Программы должен способствовать системный подход к решению вопросов в области обращения с отходами.

2. Показатели Программы

Качественные показатели (экологическая безопасность):

1. Повышение эффективности использования мощностей по переработке и утилизации отходов бурения.
2. Возможность использования мощностей оборудования по переработке отходов бурения для переработки других отходов производства и потребления Компании.
3. Соблюдение персоналом норм и правил, регламентирующих порядок обращения с отходами производства и потребления, обеспечивающих экологическую безопасность на территории ЧНГКМ.

4. Минимизация загрязнения окружающей среды отходами, а также материальных затрат на устранение их последствий.

Повышение уровня обращения с отходами ТОО «Жаикмунай» требует не только внедрения передовых технологий, ввода в действие мощностей по переработке и утилизации отходов, но и создания в Компании условий для использования апробированных методов обезвреживания нефтяных отходов.

В настоящее время для снижения негативного влияния образуемых производственных отходов на ЧНГКМ на окружающую среду и здоровье населения, с учетом внедрения прогрессивных малоотходных технологий и достижений наилучшей науки и практики, ТОО «Жаикмунай» заключен договор с ТОО «ХэлпЭкойл» на использование нового ресурсосберегающего и экологического мобильного технологического оборудования в процессах обращения с отходами производственных объектов ТОО «Жаикмунай» (заключение государственной экспертизы №476 исх. №3Т-А-586 от 19.08.2014 г.).

Количественные показатели (ресурсосбережение):

1. Максимальное обезвреживание отходов бурения для их использования в качестве вторичных материальных и энергетических ресурсов (продукты переработки БШ и ОБР в качестве дорожно-строительных материалов; полученные после гравитационного отстаивания ОБР осветленные и, очищенные впоследствии, сточные воды – для приготовления буровых растворов).
2. Сокращение объемов накопления отходов, минимизация их отрицательных свойств.

3. Методы и способы контроля сокращения объемов и уровня опасных свойств отходов

На всех стадиях реализации Программы контролируется эффективность управления путем оценки:

1. Результатов достижения показателей по объемам накопления отходов.
2. Затрат ресурсов и эффективности их использования.
3. Экономической эффективности мероприятий.
4. Соблюдения законодательства РК, стандартов и правил в области обращения с отходами.

Согласно «Процедуре по обращению с отходами производства и потребления ТОО «Жаикмунай»» управление отходами в Компании состоит из следующих этапов:

- Инвентаризация источников образования отходов;
- Учёт и паспортизация;
- Сбор и временное накопление;

- Упаковка;
- Транспортировка;
- Размещение, утилизация.

Инвентаризация источников образования отходов выполняется с целью:

- своевременного выявления источников образования отходов;
- определения качественных и количественных показателей образующихся отходов;
- проверки соответствия фактического количества и видов образованных отходов установленным нормативам.

Инвентаризация отходов осуществляется работником, ответственным за обращение с отходами на объекте, совместно с полевым инженером-экологом

Данные инвентаризации отходов являются основой для разработки ПНРО и используются для составления сводного годового прогноза образования, хранения и передачи отходов Компании.

Учет и паспортизация

Все виды отходов, образующиеся в результате деятельности всех подразделений, подлежат обязательному учёту в виде электронной таблицы формата Excel и на бумажном носителе (журналы учета).

Учет отходов ведётся работниками объектов/отделов, ответственными за обращение с отходами. На каждую партию отходов, вывезенную с объекта, оформляется соответствующий акт приема-передачи и накладная, объем отхода регистрируется в журнале учета.

Ежеквартально работником, ответственным за управление отходами на объекте, представляются отчеты по объемам образованных, находящихся во временном хранении, переданных на размещение, обработку или утилизацию отходов.

В течение 3 месяцев с момента образования нового вида отхода для него должен быть разработан, утвержден и зарегистрирован в уполномоченном органе в области ООС Паспорт опасного отхода.

В случае появления в деятельности объекта/департамента нового вида опасного отхода, работник, ответственный за управление отходами объекта/отдела, предпринимает необходимые меры для безопасного хранения отхода и оформляет заявку на разработку паспорта отходов и передает ее в департамент КК, ТБ, ОТ и Э полевому инженеру-экологу.

Инженеры-экологи департамента КК, ТБ, ОТ и Э обеспечивают отбор проб, проведение химического анализа, составление, утверждение и регистрацию паспорта опасного отхода в государственном органе, уполномоченном в области ООС.

Сбор и временное хранение отходов

На территории объектов предприятия в доступных местах должны быть обустроены места для сбора отходов. В местах для сбора отходов на водонепроницаемой бетонированной поверхности, огражденной с трех сторон, должны быть установлены емкости для сбора отходов. Количество и тип емкостей должны быть определены с учетом видов и количества отходов, образующихся на участках производственного объекта.

Сбор отходов ведется отдельно по видам отходов и осуществляется в соответствии со следующими основными требованиями:

- жидкие отходы собираются в специальные пластиковые или металлические герметичные емкости (бочки, канистры), установленные на поддонах;
- ТБО и древесные отходы собираются в ёмкости (ящики, контейнеры, бочки);
- твёрдые опасные отходы собираются в специальные пластиковые или металлические герметичные емкости с плотно закрывающейся крышкой (бочки, ящики и т.п.), установленные вдали от прямых солнечных лучей, любых нагревательных элементов и приборов отопления. В случае невозможности сбора отхода в емкости (громоздкости твердого отхода) необходимо предусмотреть изоляционный материал во избежание загрязнения поверхности места для сбора отхода;
- медицинские отходы собираются в герметичные пластиковые контейнеры;
- отходы металлолома собираются в емкости, обеспечивающие легкое заполнение и разгрузку;
- отработанные ртутьсодержащие лампы и термометры должны сразу направляться в специально оборудованные места временного хранения;
- пищевые отходы со столовых собираются отдельно от коммунальных отходов, так как они содержат влагу и подвергаются гниению. Контейнеры, предназначенные для сбора пищевых отходов, в летний период промываются не реже 1 раза в 10 дней;
- при проведении скважинных операций образуемые жидкие отходы собираются в специальные герметичные емкости во избежание загрязнения земель.

Все ёмкости для сбора отходов должны иметь маркировку с указанием наименования и опасности отхода, выполненных из материалов устойчивых к внешним воздействиям.

Отходы из мест для сбора должны регулярно транспортироваться на специально оборудованную площадку для временного накопления отходов.

В зависимости от токсикологической и физико-химической характеристики отходов и их компонентов (класс опасности), указанных в паспорте отхода, а также объема их образования на объектах/отделах компании должны быть оборудованы места для временного накопления отходов:

- отходы янтарного списка должны храниться в закрытой таре (закрытые ящики, бочки и полиэтиленовые мешки, металлические контейнеры);
- отходы зеленого списка хранятся в бумажных, полиэтиленовых или хлопчатобумажных тканевых мешках, металлических контейнерах;
- жидкие опасные отходы хранятся в специальных полимерных или металлических герметичных емкостях (канистрах, бочках и т.п.), установленных на поддоне;
- все остальные виды отходов складировются в металлические контейнеры, установленные на бетонированной площадке.

Согласно ст. 320 п.2-1 Экологического кодекса РК места временного складирования отходов на месте образования предназначены 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 случае превышения 6-ти месячного срока накопления и хранения отходов на предприятие могут быть наложены штрафные санкции в соответствии с действующим законодательством РК.

В связи с изменившимся финансовым положением Компании и, как следствие, снижением интенсивности процесса строительства скважин, начиная с 2020 года, ТОО «Жаикмунай» планирует приостановку процесса переработки ОБР, которая может привести к превышению периода хранения отходов, установленного ЭК РК как период временного хранения (6 месяцев), не являющийся размещением. На основании вышесказанного в рамках ПНРО запрашивается норматив размещения ОБР с учетом фактического максимального образования твердой фазы ОБР и донного осадка карты БСВ, образуемых при очистке карт ОБР и БСВ после их осушки.

Сбор и временное хранение отходов в чеках, наземных или подземных резервуарах и емкостях допускается только в том случае, если данный способ сбора и временного хранения

отходов предусмотрен технологическим процессом и согласованным проектом строительства объекта.

Места временного хранения ртутьсодержащих ламп и термометров должны быть обустроены в отдельных помещениях, оборудованных приточно-вытяжной вентиляцией, с ровным, без щербинок и трещин, полом.

Целые новые и отработанные ртутьсодержащие лампы и термометры должны храниться в заводских картонных упаковках. Битые лампы и термометры размещаются только в герметичных металлических контейнерах.

Предельный срок хранения отработанных люминесцентных и ртутных ламп на территории подразделений до передачи подрядной организации или на склад устанавливается не более 1-го месяца.

Упаковка

Твердые отходы, подготовленные к транспортировке, должны быть упакованы в транспортную тару (металлические, полимерные контейнеры, бочки, ящики, мешки), предназначенную для защиты от внешних воздействий, вторичного загрязнения окружающей среды и для обеспечения удобства погрузочно-разгрузочных работ, транспортирования и временного хранения.

Жидкие отходы допускается транспортировать в тех же ёмкостях, в которых они хранились, проверив, что их крышки (пробки) плотно закрыты (завинчены).

На каждой транспортной таре (контейнере, бочке, ящике, мешке) с отходами в определенных случаях должна быть нанесена маркировка, характеризующая транспортную опасность груза.

Транспортировка отходов

Вывоз отходов осуществляется по заявке работника, ответственного за управление отходами объекта/отдела, который заполняет и подписывает необходимые акты приема-передачи, накладные и передаёт их ПООО.

Погрузка/разгрузка отходов должна выполняться с соблюдением требований:

- законодательства Республики Казахстан о транспорте к выполнению погрузочно-разгрузочных работ при перевозке опасных отходов;
- инструкций объектов по ТБ, ОТ и Э при выполнении погрузочно-разгрузочных работ.

Лицо, ответственное за управление отходами объекта, до начала разгрузки/погрузки проводит специальный инструктаж грузчиков в объеме настоящей процедуры, присутствует при погрузке/разгрузке отходов на площадке временного хранения объекта и контролирует:

- чтобы кузов транспортного средства был очищен от остатков ранее перевозимых грузов, различных упаковочных материалов и горючих остатков (опилки, солома, стружка, сено, бумага и т.п.);
- соответствие транспортной упаковки требованиям данной процедуры;
- чтобы емкости (канистры, бочки, ящики, контейнеры) с отходами не переворачивались на бок или вверх дном, не волочились и не кантовались;
- не применялись вспомогательные перегрузочные приспособления, способные повредить транспортную тару, в которую упакованы отходы;
- установку в транспортное средство емкостей с отходами правильными рядами крышками вверх;
- крепление емкостей (канистр, бочек, ящиков, контейнеров) с отходами, в кузове транспортного средства способом исключающим возможность их перемещения и потери груза при транспортировке.

Транспортировка отходов к местам размещения, переработки и вторичного использования осуществляется только специализированными подрядными организациями, с которыми Компания заключила договор на выполнение услуг по обращению с отходами.

Подрядная организация, выполняющая перевозку отходов предприятия, должна иметь Лицензию на право заниматься деятельностью по перевозке опасных грузов и полностью соответствовать квалификационным требованиям законодательства Республики Казахстан о транспорте предъявляемым к деятельности по перевозке опасных грузов.

Конструкция транспортных средств и условия транспортировки отходов должны исключать возможность аварийных ситуаций, потерь и загрязнения отходами транспортного средства и окружающей среды по пути следования. При этом категорически запрещается размещать любые виды отходов в неустановленных местах на территории объектов предприятия и в окрестностях.

Размещение, переработка, утилизация и удаление

В зависимости от способов обращения, установленных в ПНРО, все отходы предприятия подразделяются на:

- вывозимые на обработку/переработку и/или повторное использование на собственные объекты предприятия;
- вывозимые, утилизируемые и размещаемые ПООО (подрядчиком).

Внутренний производственный контроль в области управления с отходами

Производственный контроль осуществляется в соответствии с требованиями природоохранного законодательства РК к выполнению производственного экологического контроля специалистов департамента КК, ТБ, ОТ и Э.

4. Источники финансирования Программы

Необходимые объемы финансирования по мероприятиям предусматриваются за счет собственных средств ТОО «Жаикмунай».

5. План мероприятий по реализации Программы

Механизмом достижения показателей в плановом периоде является План мероприятий по реализации Программы. В соответствии с целями и задачами Программы, мероприятия сгруппированы по проблемам с учетом функциональной связи друг с другом.

В таблице ниже определены основные направления природоохранных мер, сроки выполнения, ответственные исполнители и источники их финансирования.

**План мероприятий по реализации Программы управления отходами производства и потребления ТОО «Жаикмунай»
на 2020-2029 гг.**

№ п/п	Наименование мероприятия	Показатель (качественный/ количественный)	Форма завершения	Ответственные исполнители	Срок исполнения	Предполагаемы е расходы	Источники финансирова ния
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Обеспечение буровых работ согласно Плану работ по бурению скважин в плановом периоде	Количество скважин, шт.	Пробуренные скважины - 73 скв за 2020 -2029 гг.	Департамент бурения ТОО «Жаикмунай	2020г – 14 2021г - 16 2022г –14 2023г – 15 2024-2029гг.– 14	-	Собственные средства компании
2	Объем финансирования работ по снижению количества и уровня токсичности отходов бурения и испытания скважин	Тыс. долларов США	3 820,450 тыс. дол. США в 2020 -2029 гг.	Департамент Финансов ТОО «Жаикмунай»	2020-2029гг.	2020 г – 382,045 2021 г – 382,045 2022 г – 382,045 2023 г – 382,045 2024 г – 382,045 2025 г – 382,045 2026 г – 382,045 2027 г – 382,045 2028 г – 382,045 2029 г – 382,045	Собственные средства компании
3	Обеспечение соблюдения норм и правил обращения с отходами	Количество проверок	Составление протоколов, мероприятий по устранению нарушений, принятие административных мер	Департамент бурения, Департамент нефтегазового промысла и Департамент КК, ОТ, ПБ и ООС ТОО «Жаикмунай	По утвержденному графику	-	Собственные средства компании

План мероприятий по снижению объемов буровых отходов

№ п/п	Мероприятия	Срок исполнения	Ответственные исполнители
1	2	3	4
1	Обеспечение ежегодного снижения физических объемов буровых отходов за счёт совершенствования технологии очистки	2020-2029 гг.	Департамент буровых работ
2	Обеспечение повторного использования не менее 10 % отработанного бурового раствора и 20 % осветленных сточных вод для производства буровых работ	2020-2029 гг.	Департамент буровых работ
3	Установка оборудования для термической утилизации сточных вод, и/или обеспечение закачки сточных буровых вод в поглощающие скважины	2020-2029 гг.	Департамент буровых работ

Мероприятия, направленные на снижение влияния образующихся отходов, на состояние окружающей среды

№ п/п	Наименование отхода	Наименование мероприятия	Срок выполнения	Ожидаемая эффективность
1	2	3	4	5
1. Мероприятия по снижению количества образования отходов				
1	Твердые бытовые отходы	Передача населению пищевых отходов на корм животных.	Постоянно	Полезное использование образованных отходов и уменьшение объемов ТБО, передаваемых специализированным организациям.
2	Тара (бочки)	Повторное использование пустой/ очищенной тары для нужд предприятия, хранения сыпучих и жидких материалов	Постоянно	Утилизация отходов, снижение объемов вывозимой тары на удаление.
2. Мероприятия по внедрению технологий переработки, использования, обезвреживания отходов				
3	Нефтьшлам	Обеспечить сбор и своевременный вывоз отходов на обезвреживание.	По мере образования	Соблюдение санитарных норм и правил техники безопасности.
4	Нефтьшлам	Возвращение в технологический процесс УПН для регенерации (не более 200 т/год)	2020 – 2029 гг.	Утилизация нефтесодержащих отходов, снижение воздействия на объекты окружающей среды
5	Отработанный буровой раствор	Очистка осветленной воды, полученной в результате гравитационного отстаивания ОБР, и ее подземное захоронение	2020-2029	Удаление загрязняющих веществ сточных вод из сферы жизнедеятельности человека, предотвращение воздействия на надземные объекты окружающей среды путем закачки сточных вод в изолированный подземный резервуар пласта-коллектора
3. Мероприятия по организации и дооборудованию мест временного хранения отходов, отвечающих предъявляемым требованиям				
6	Все виды отходов предприятия	Раздельный сбор образующихся видов отходов на промплощадках предприятия	2020 – 2029 гг.	Предотвращение захламления территории, предотвращение смешивания различного уровня

				опасности отходов
7	Все виды отходов предприятия	Обустройство мест временного хранения образующихся видов отходов на промплощадках предприятия	2020 – 2029 гг.	Организация и дооборудование мест временного хранения отходов, отвечающих предъявляемым требованиям будет способствовать минимизации загрязнения окружающей среды.
4. Организационные мероприятия				
8	Все виды отходов предприятия	Инструктаж персонала, назначение ответственных по операциям обращения с отходами	2020 – 2029 гг.	Предотвращение захламления территории, экологическое просвещение и пропаганда

13.3 Рекомендации по обезвреживанию, утилизации и захоронению всех видов отходов

Согласно «Плану мероприятий по охране окружающей среды к Проекту нормативов предельно-допустимых выбросов в атмосферу (ПДВ) ТОО «Жаикмунай» на 2021 год», на месторождении Чинаревское выполняется и будет выполняться следующий объем работ по обращению с отходами производства и потребления:

- утилизация твердой фазы ОБР карты ОБР и донного осадка карты БСВ на территории ЧНГКМ с получением вторичного грунта;
- очистка и регенерация отработанного бурового раствора до требуемых параметров с целью их повторного использования;
- уборка территории, прилегающей к трассе с.Январцево-ЧНГКМ.

Основными мероприятиями экологической безопасности при обращении с отходами производства и потребления, соблюдения которых следует придерживаться при любом производстве, являются:

- ✓ переработка хвостов обогащения, вскрышных и вмещающих пород, использование их в целях проведения технического этапа рекультивации отработанных, нарушенных и загрязненных земель, закладки во внутренние отвалы карьеров и отработанные пустоты шахт, для отсыпки карьерных дорог, защитных дамб и сооружений;
- ✓ внедрение технологий по сбору, транспортировке, обезвреживанию, использованию и переработке любых видов отходов, в том числе бесхозяйных;
- ✓ реконструкция, модернизация оборудования и технологических процессов, направленных на минимизацию объемов образования и размещения отходов;
- ✓ проведение мероприятий по ликвидации бесхозяйных отходов и исторических загрязнений, недопущению в дальнейшем их возникновения, своевременному

проведению рекультивации земель, нарушенных в результате загрязнения производственными, твердыми бытовыми и другими отходами.

13.4 Особенности загрязнения территории отходами производства и потребления

Все образующиеся отходы на месторождении, при неправильном обращении, могут оказывать негативное влияние на окружающую среду.

На месторождении Чинаревское организована система обращения с отходами, при образовании они временно складировются в промаркированные контейнеры, а в дальнейшем по мере накопления вывозятся на договорной основе сторонним организациям на утилизацию или захоронение.

На месторождении Чинаревское действует система, включающая контроль:

- ✓ за объемом образования отходов;
- ✓ за транспортировкой отходов на месторождении;
- ✓ за временным хранением и отправкой на спецпредприятия отдельных видов отходов.

В целях минимизации экологической опасности и предотвращения отрицательного воздействия на окружающую среду в части образования, обезвреживания, временного складирования и утилизации отходов на месторождении Чинаревское налажена система внутривыпускного и внешнего учета и слежения за движением производственных и бытовых отходов.

Влияние отходов производства и потребления на природную окружающую среду при хранении будет минимальным при условии выполнения соответствующих санитарно-эпидемиологических и экологических норм Республики Казахстан и направленных на минимизацию негативных последствий антропогенного вмешательства в окружающую среду.

Потенциальная возможность негативного воздействия отходов может проявляться в результате непредвиденных ситуаций на отдельных стадиях сбора и хранения отходов производства и потребления, или при несоблюдении технологического регламента и техники безопасности.

В случае неправильного сбора, хранения и транспортировки всех видов отходов может наблюдаться негативное влияние на все компоненты окружающей среды: атмосферный воздух, подземные воды, почвенно-растительный покров, животный и растительный мир.

Таким образом, действующая система управления отходами на месторождении Чинаревское должна минимизировать возможное воздействие на окружающую среду, как при хранении, так и при перевозке отходов к месту размещения.

В целом же воздействие отходов на состояние окружающей среды при реализации каждого из вариантов может быть оценено как:

- пространственный масштаб воздействия – локальный (1) – площадь воздействия до 1 км² для площадных объектов или на удалении до 100 м от линейного объекта.
- временной масштаб воздействия – кратковременный (1) – длительность воздействия до 6 месяцев.
- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – слабое (2) – изменения среды не выходят за пределы естественных флуктуаций.

Таким образом, интегральная оценка составляет 2 балла, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости присваивается **низкая** (1-8) – последствия воздействия испытываются, но величина воздействия достаточно низка, а также находится в пределах допустимых стандартов.

14 ВОЗДЕЙСТВИЕ ФИЗИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ

Опасными и вредными производственными факторами производственной среды при проведении работ на производственных объектах, воздействие которых необходимо будет свести к минимуму, являются такие физические факторы, как:

- ✦ шум;
- ✦ вибрация;
- ✦ электромагнитные излучения;
- ✦ инфракрасное (тепловое) излучение.

14.1 Шум

Производственные работы на месторождении Чинаревское являются источником шумового воздействия на здоровье людей, как непосредственно принимающих участие в технологических процессах, а также на флору и фауну. Интенсивность внешнего шума зависит от типа оборудования, его рабочего органа, вида привода, режима работы и расстояния от места работы. Особенно сильный внешний шум создается при работе дизель-генераторов, задействованных при буровых работах, спецтехники и автотранспорта.

Допустимые уровни звука согласно Санитарным правилам «Санитарно-эпидемиологические требования к технологическим и сопутствующим объектам и сооружениям, осуществляющим нефтяные операции» №236 от 20.03.2015 г. приведены в таблице 14.1.1.

Таблица 14.1.1 – Допустимые уровни звука

Наименование помещений, рабочих мест	Уровни звукового давления (дБ) в октавных полосах частот со среднегеометрическим значением, Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни звука, дБА
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
В машинных помещениях технологического назначения и энергетическом отделении;	105	94	87	81	78	75	73	71	69	80
в помещениях технологического комплекса;	102	90	82	75	73	70	68	66	64	75
на посту бурильщика	98	86	78	72	68	65	63	61	59	70
Центральный пост управления	91	78	69	63	58	55	52	50	49	60
Служебные помещения главный пост управления	91	78	69	63	58	55	52	50	49	60
радиорубка, рулевая, штурманские рубки	84	70	61	54	49	45	42	40	39	50
Административнохозяйственные помещения, лаборатории	93	74	65	58	53	50	47	45	44	55



Пищеблок	95	82	74	67	63	60	58	56	54	65
помещения для занятий спортом;	96	88	74	68	68	60	57	55	54	65
кают-компании, столовые команды, клубы, красные уголки	89	75	66	59	54	50	47	45	44	55
Жилые помещения и помещения медназначения	82	67	57	49	44	40	37	35	33	45

Снижение уровня звука от источника при беспрепятственном распространении происходит примерно на 3 дБ при каждом двукратном увеличении расстояния, снижение пиковых уровней звука происходит примерно на 6 дБ. Поэтому с увеличением расстояния происходит постепенное снижение среднего уровня звука.

При удалении от источника шума на расстоянии до двухсот метров происходит быстрое затухание шума, при дальнейшем увеличении расстояния снижение уровня звука происходит медленнее. При производственных работах следует учитывать изменение уровня звука в зависимости от направления и скорости ветра, характер и состояние прилегающей территории, наличие звукоотражающих и поглощающих сооружений и объектов, рельеф территории.

Мероприятия по снижению уровня шума при выполнении технологических процессов сводятся к снижению шума в его источнике применения, при необходимости, звукоотражающих или звукопоглощающих экранов на пути распространения звука или шумозащитных мероприятий на самом защищаемом объекте.

14.2 Вибрация

Наряду с шумом опасным и вредным фактором производственной среды, воздействующим на персонал, является вибрация – колебания рабочего места.

Воздействие оборудования, которое смонтировано на бетонных фундаментах, не будет превышать допустимые нормы.

Борьба с вибрационными колебаниями заключается в снижении уровня вибрации самого источника возбуждения, а также применении конструктивных мероприятий на пути распространения колебаний. При расположении противовибрационных экранов дальше 5 - 6 м от источника колебаний их эффективность резко падает.

Вибрации возникают, главным образом, вследствие вращательного или поступательного движения неуравновешенных масс двигателя и механических систем машин.

Допустимые уровни вибрации согласно Санитарным правилам «Санитарно-эпидемиологические требования к технологическим и сопутствующим объектам и сооружениям, осуществляющим нефтяные операции» №236 от 20.03.2015 г. представлены в таблице 14.2.1.

Таблица 14.2.1 – Допустимые уровни вибрации

Наименование помещений, рабочих мест	Уровни виброускорения (дБ) в октавных полосах частот со среднегеометрическим значением, Гц						Корректированные уровни виброускорения, дБ
	2	4	8	16	31,5	63	
Рабочие места в машинных помещениях технологического назначения, энергетическом отделении, центральном посту управления, помещениях технологического комплекса, на пищеблоке	103	100	101	106	112	118	100
Рабочие места в служебных, административных, административно-хозяйственных помещениях, аналитических и исследовательских лабораториях	98	95	96	101	107	113	95
Общественные помещения	95	92	93	98	104	110	92
Жилые помещения и помещения медицинского назначения	91	88	89	94	100	106	88

Борьба с вибрационными колебаниями заключается в снижении уровня вибрации самого источника возбуждения. Для снижения вибрации, которая может возникнуть при работе техники и транспорта, предусмотрено: установление гибких связей, упругих прокладок и пружин; сокращение времени пребывания в условиях вибрации, применение средств индивидуальной защиты.

14.3 Электромагнитное излучение

Опасным и вредным производственным фактором, оказывающим влияние на организм человека, является воздействие электромагнитных полей (ЭМП), источниками которых являются радиопередающие устройства и линии электропередач.

Измерения напряженности поля в районе прохождения высоковольтных линий электропередачи (ВЛ) показали, что под линией она может достигать нескольких тысяч и даже десятков тысяч вольт на метр. Волны этого диапазона сильно поглощаются почвой, поэтому на небольшом удалении от линии (50-100 м) напряженность поля падает до нескольких сотен и даже нескольких десятков вольт на метр.

Наибольшая напряженность поля наблюдается в месте максимального провисания проводов, в точке проекции крайних проводов на землю и в 5 м от нее к наружи от продольной оси: для ЛЭП 330кВ – 3,5-5,0 кВ/м, для ЛЭП 500кВ – 7,6-8,0 кВ/м и для ЛЭП 750 – 10,0-15,0 кВ/м. При удалении от проекции крайнего провода на землю напряженность электрического поля заметно снижается.

Деревья, высокие кустарники и строительные конструкции существенно изменяют картину поля, оказывают экранирующий эффект.

Рельеф местности, где проходит трасса, также может влиять на интенсивность ЭМП.

Повышение уровня местности по отношению к условной прямой, соединяющей основание двух соседних опор, приводит к приближению к поверхности земли токонесущих проводов и увеличению напряженности поля, понижение уровня местности – к снижению напряженности поля. Таким образом, напряженность поля под линией и вблизи нее зависит от напряжения на ней, а также от расстояния между проводами и точкой измерения.

Предельно-допустимые уровни электрических и магнитных полей согласно «Гигиеническим нормативам к физическим факторам, оказывающим воздействие на человека» №169 от 28.02.2015 г. приведены в таблице 14.3.1.

Таблица 14.3.1 - Предельно-допустимые уровни электрических и магнитных полей промышленной частоты для населения

№п/п	Тип воздействия, территория	Интенсивность МП частотой 50 Гц (действующие значения), мкТл (А/м)
1	В жилых помещениях, детских, дошкольных, школьных, общеобразовательных и медицинских учреждениях	5(4)
2	В нежилых помещениях жилых зданий, общественных и административных зданиях, на селитебной территории, в том числе на территории садовых участков	10(8)
3	В населенной местности вне зоны жилой застройки, в том числе в зоне воздушных и кабельных линий электропередачи напряжением выше 1 кВ; при пребывании в зоне прохождения воздушных и кабельных линий электропередачи лиц, профессионально не связанных с эксплуатацией электроустановок	20(16)
4	В ненаселенной и труднодоступной местности с эпизодическим пребыванием людей	100(80)

Производственные объекты, связанные с электромагнитным излучением на месторождении Чинаревское это: линии электропередач и электродвигатели. При работе персонала соблюдаются все правила и требования при работе с указанным оборудованием. В этом случае можно избежать заболеваний, связанных с влиянием электромагнитных полей.

14.4 Инфракрасное (тепловое) излучение

Инфракрасные (тепловые) излучения представляют собой электромагнитные излучения с длиной волны в диапазоне от 760 нм до 540 мкм. Они подразделяются на три области: А - с длиной волны 760...1500 нм; В – 1500...3000 нм и С - более 3000 нм. Источниками инфракрасных излучений в производственных условиях являются: открытое пламя, материалы, нагретые поверхности оборудования, источники искусственного освещения и др. Инфракрасное излучение играет важную роль в теплообмене человека с окружающей средой. Эффект теплового воздействия зависит от плотности потока излучения, длительности и зоны воздействия, длины волны, которая определяет глубину проникновения излучений в ткани организма, одежды. Излучение в области А обладает большой проникающей способностью через кожные покровы, поглощается кровью и подкожной жировой клетчаткой. В областях В и

С излучение поглощается большей частью в эпидермисе (наружном слое кожи). При длительном воздействии инфракрасного излучения может развиваться профессиональная катаракта. Средства защиты должны обеспечивать интегральную тепловую облученность на рабочих местах не более 350 Вт/м^2 . Ориентировочно допустимые значения плотности потока инфракрасного излучения в зависимости от диапазона длин волн представлены в таблице 14.4.1.

Таблица 14.4.1 - Ориентировочно допустимые значения плотности потока инфракрасного излучения в зависимости от диапазона длин волн

Области инфракрасного излучения	Длина волны, нм	Допустимая плотность потока энергии, Вт/м^2
A	760...1500	100
B	1500...3000	120
C	3000...4500	150
	4500...10000	120

14.5 Мероприятия по снижению акустического, вибрационного, электромагнитного и теплового воздействия

При организации рабочего места следует принимать все необходимые *меры по снижению шума*, воздействующего на человека на рабочих местах до значений не превышающих допустимые:

1. применение средств и методов коллективной защиты;
2. применение средств индивидуальной защиты.

В зоне акустического дискомфорта снижение шумового воздействия осуществляется следующими способами:

- снижение шума в источнике (усовершенствование производственных процессов, использование малошумных транспортных средств, регламентация интенсивности движения и т.д.);
- в результате снижения шума на пути его распространения (применение специальных искусственных сооружений, использование рельефа местности);
- следить за исправным техническим состоянием двигателей, используемой строительной техники и транспорта;
- использование мер личной профилактики, в том числе лечебно-профилактических мер, средств индивидуальной защиты и т.д.

Вибрационная безопасность труда на месторождении должна обеспечиваться:

- соблюдением правил и условий эксплуатации технологического оборудования и введения производственных процессов;
- исключением контакта работающих с вибрирующими поверхностями за пределами рабочего места или зоны введением ограждений, предупреждающих знаков,

использованием предупреждающих надписей, окраски, сигнализации, блокировки и т.п.;

- применением средств индивидуальной защиты от вибрации;
- введением и соблюдением режимов труда и отдыха, в наибольшей мере снижающих неблагоприятное воздействие вибрации на человека;
- контролем вибрационных характеристик машин и вибрационной нагрузки на оператора, соблюдением требований вибробезопасности и выполнением предусмотренных для условий эксплуатации мероприятий.

Уровни электромагнитных полей на рабочих местах контролируются измерением в диапазоне частот 60 кГц – 300 мГц напряженности электрической и магнитной составляющих, в диапазоне частот 300 мГц – 300 гГц плотности потока энергии ЭМП с учетом времени пребывания персонала в зоне облучения.

Для измерений в диапазоне частот 60 кГц – 300 мГц следует использовать приборы, предназначенные для определения среднего квадратического значения напряженности электрической и магнитной составляющих поля с погрешностью $\leq 30\%$.

Способами защиты от *инфракрасных излучений* являются: теплоизоляция горячих поверхностей, охлаждение теплоизлучающих поверхностей, удаление рабочего от источника теплового излучения (автоматизация и механизация производственных процессов, дистанционное управление), применение аэрации, экранирование источников излучения; применение кабин или поверхностей с радиационным охлаждением; использование СИЗ, в качестве которых применяются: спецодежда из хлопчатобумажной ткани с огнестойкой пропиткой, спецобувь для защиты от повышенных температур, защитные очки со стеклами-светофильтрами из желто-зеленого или синего стекла, рукавицы, защитные каски. Интенсивность интегрального инфракрасного излучения измеряют актинометрами, а спектральную интенсивность излучения — инфракрасными спектрометрами ИКС-10, ИКС-12, ИКС-14 и др.

Применение современного оборудования на всех технологических процессах, применяемые меры по минимизации воздействия шума, вибрации и практическое отсутствие мощных источников электромагнитного и теплового излучения на период разработки месторождения Чинаревское позволяет говорить о том, что на рабочих местах не будут превышать установленные нормы. В связи с этим, сверхнормативное воздействие данных физических факторов на людей и другие живые организмы вблизи и за пределами санитарно-защитной зоны месторождения Чинаревское не ожидается.

В целом же воздействие физических факторов на состояние окружающей среды по каждому из вариантов разработки может быть оценено как:

- ⊕ пространственный масштаб воздействия – локальный (1) – площадь воздействия до 1 км² для площадных объектов или на удалении до 100 м от линейного объекта;
- ⊕ временной масштаб воздействия – многолетнее (4) – продолжительность воздействия от 3-х лет и более;
- ⊕ интенсивность воздействия — 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 достаточно низка, а также находится в пределах допустимых стандартов.

15 РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ОРГАНИЗАЦИИ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ЭКОЛОГИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ

В соответствии со статьей 182 п. 1 Экологического кодекса РК от 2 января 2021 г. № 400-VI ЗРК «Операторы объектов I и II категорий обязаны осуществлять производственный экологический контроль».

В соответствии с требованиями статьи 183 Экологического Кодекса РК производственный экологический контроль проводится на основе программы производственного экологического контроля, являющейся частью экологического разрешения, а также программы повышения экологической эффективности.

Целью производственного экологического контроля состояния окружающей среды является создание информационной базы, позволяющей осуществлять производственные и иные процессы на «экологически безопасном» уровне, а также решать весь комплекс природоохранных задач, возникающих в результате деятельности предприятия.

Программа производственного экологического контроля (ПЭК) на предприятии является основным информационным звеном в системе управления окружающей средой. В Программе ПЭК для объектов предприятия определяются основные направления и общая методология мониторинговых работ по компонентам окружающей среды: атмосферный воздух, водные ресурсы, сточные воды, управление отходами, почвы, растительный покров, животный мир и радиационная обстановка.

На этапе эксплуатации месторождения Чинаревское мониторинг компонентов окружающей среды будет проводиться в общем комплексе мониторинговых исследований в рамках Программы ПЭК.

15.1 Мониторинг атмосферного воздуха

Производственный мониторинг осуществляется в соответствии с требованиями законодательных актов Республики Казахстан, а также правил и норм, устанавливаемых подзаконными и иными актами, принятыми в развитие законов Республики Казахстан.

Мониторинг окружающей среды должен проводиться специализированной организацией, уполномоченной осуществлять данный вид деятельности на основании свидетельства Технического комитета по стандартизации, метрологии и сертификации.

Согласно «Программе производственного экологического контроля и мониторинга ТОО «Жайкмунай» на 2021 год» на предприятии выполняются мониторинг воздействия на

атмосферный воздух, операционный мониторинг технологического процесса и мониторинг эмиссий в окружающую среду.

Мониторинг воздействия проводится на границе санитарно-защитной зоны ЧНГКМ, ПСП, Нефтеналивного терминала, Полигона захоронения пластовых вод и промышленных стоков Р-1, ЦПБО по следующим румбам: запад, север, юг, восток и в ближайшей жилой зоне (п.Чинарево, Сулукол). Для оценки влияния Нефтеналивного терминала ТОО «Жаикмунай» осуществляется мониторинг атмосферного воздуха в районе п.Белес. Отбор проб на анализ осуществляется на высоте 1,8 м от поверхности земли. Одновременно с отбором проб проводятся измерения основных метеорологических параметров: температуры, направления и скорости ветра, атмосферного давления и влажности воздуха.

Определяемые вещества: азота диоксид, серы диоксид, оксид углерода, сероводород, метилмеркаптаны.

Периодичность -1 раз в квартал.

Мониторинг эмиссий в окружающую среду позволяет выявить основные факторы воздействия на окружающую среду и их источники.

Выбор источников, подлежащих оборудованию точками для отбора, определен Проектом ПДВ для ТОО «Жаикмунай».

Источники: котельные установки и подогреватели нефтепродуктов на территории УПН, УКПГ, Нефтеналивного терминала, Вахтового комплекса-1.

Определяемые вещества: оксид азота, диоксид азота, диоксид серы, оксид углерода.

Периодичность. Плановые измерения на источниках будут проведены согласно плану-графику контроля нормативов ПДВ. На печах и котлах подогрева – 1 раз в 3 месяца, на котельных вахтового комплекса – 1 раз в год (в отопительный период), на резервной дизельной электростанции вахтового комплекса – 1 раз в год.

Принятая продолжительность отбора проб составляет 20 минут.

Операционный мониторинг включает в себя наблюдение за параметрами технологического процесса для подтверждения того, что показатели производственных работ находятся в диапазоне, который считается целесообразным для его надлежащей проектной эксплуатации и соблюдения условий технологического регламента данного производства.

В рамках контроля над соблюдением технологического режима на эксплуатационных скважинах ежедневно ведется наблюдение над следующими параметрами: трубное давление, затрубное давление, межколонное давление, давление в выкидном трубопроводе, анализ

воздушной среды на наличие сероводорода. Мониторинг производственного процесса осуществляется автоматически на постоянной основе.

Анализ воздушной среды на территории объектов проводится в местах возможного выделения и скопления сероводорода:

- ✓ на открытом воздухе – 1 раз в сутки;
- ✓ в закрытых помещениях – каждые 8 часов;
- ✓ в емкостях, колодцах, траншеях и других плохо проветриваемых местах – перед началом, в процессе и после окончания работ.

Отбор проб производится лаборантом (специально обученным лицом) переносным прибором в присутствии дублера. Результаты замеров заносятся в «Журнал контроля воздушной среды».

На период проведения разработки мониторинг атмосферного воздуха рекомендуем проводить в общем комплексе мониторинговых исследований территории месторождения Чинаревское.

15.2 Мониторинг поверхностных вод

С целью оценки воздействия на водные объекты, расположенные на территории ЧНГКМ, согласно «Программе производственного экологического контроля и мониторинга ТОО «Жаикмунай» на 2021 год», предусмотрен мониторинг реки Ембулатовка *с периодичностью* 1 раз в квартал.

Местом отбора определены 2 точки – Северная граница лицензионного блока и плотина на р.Ембулатовка в районе ликвидированного поселка Рожково.

При определении химического состава, в водных пробах контролировались *следующие параметры*: запах, цвет, взвешенные вещества, сухой остаток, хлориды, сульфаты, азот нитритный, азот нитратный, азот аммонийный, нефтепродукты, медь, свинец, цинк и кадмий.

Рекомендуем продолжить мониторинг состояния вод реки Ембулатовка в существующем режиме.

15.3 Мониторинг подземных вод

К важнейшему виду работ в области охраны подземных вод относится выявление очагов их загрязнения. Под очагом загрязнения подземных вод понимается приуроченная к антропогенному объекту область водоносного горизонта, содержащая воды существенно иного качества по сравнению с фоновым качеством вод этого горизонта и сформировавшаяся вследствие утечек стоков с поверхности земли.

Мониторинг подземных вод проводится в соответствии с Программой мониторинга подземных вод на Чинаревском НГКМ и Дополнением к ней.

Для контроля за состоянием подземных вод на месторождении Чинаревское организована сеть гидронаблюдательных скважин.

Мониторинг подземных вод проводится на 10-ти участках:

- Полигон подземного захоронения рапы и промстоков;
- Резервный полигон по закачке пластовых, технических вод и стоков ТОО «Жаикмунай»;
- Участок водозабора из верхнепермского водоносного горизонта для технического водоснабжения объектов ТОО «Жаикмунай» (сокращенно – «Южный»);
- Контрактная территория Чинаревского НГКМ;
- Пруд испаритель ливневых стоков в районе УКПГ;
- Площадка буровых отходов (Цех переработки буровых отходов (ЦПБО));
- Участок Водозабора «Северный»;
- Участок Вахтового комплекса № 3;
- Участок Комплекса очистных сооружений Вахтового комплекса № 3 (КОС В.К. № 3);
- Участок Вахтового комплекса № 2.

Определяемые показатели:

- ✓ микрокомпонентный состав;
- ✓ определение анионно-катионного состава – Na^+ K^+ , Ca, Mg, NH_3 , $\text{Fe}_{\text{общ}}$, CO_3 , HCO_3 , CL, SO_4 , NO_3 , NO_2 ;
- ✓ минерализации, pH и жесткости;
- ✓ нефтепродуктов, ХПК и показателя органического углерода;
- ✓ взвешенных веществ, цветности, прозрачности, запаха.

Периодичность – 1 раз в квартал.

В дальнейшем рекомендуем, продолжить мониторинговые исследования подземных вод в существующем режиме.

15.4 Рекомендации по изучению, контролю и оценки состояния горных пород (предложения по мониторингу геологической среды)

Цели и задачи мониторинга недр, в соответствии с требованиями законодательных актов и нормативных документов Республики Казахстан, включают следующие направления:



1. Обеспечение безаварийного бурения скважин, предотвращение загрязнения пластовых вод вредными химическими реагентами, обеспечение качественного разобщения водонасыщенных и нефтегазонасыщенных пластов;
2. Обеспечение наиболее полного извлечения нефти, газа и конденсата, учета добываемой продукции;
3. Обеспечение уточнения геологического строения месторождения геофизическими методами, исследованиями керна, нефти, газа, конденсата, воды;
4. Проведение геодинамического мониторинга;
5. Проведение сейсмологического мониторинга.

Вопросы обеспечения безаварийного бурения скважин, предотвращение загрязнения пластовых вод вредными химическими реагентами, обеспечение качественного разобщения водонасыщенных и нефтегазонасыщенных пластов; обеспечения наиболее полного извлечения нефти, газа и конденсата, учета добываемой продукции; обеспечения уточнения геологического строения месторождения геофизическими методами, исследованиями керна, нефти, газа, конденсата, воды решаются в соответствии с нормативными и проектными документами и организованы на месторождении Чинаревское на должном уровне.

Геодинамический контроль проводится с начала разработки месторождения Чинаревское, т.е. ведется учет добываемой продукции, замеряются устьевые давления, проводятся газодинамические и гидродинамические исследования, замеряются пластовые давления и проводится оценка текущего энергетического состояния залежи, замеряется пластовая температура.

Геодинамический мониторинг проводится для организации контроля за активизацией тектонических нарушений, горизонтальных движений массивов горных пород, проседания земной поверхности, а также с целью выявления и предупреждения возможных аномальных геодинамических процессов природного или природно-техногенного характера.

Сейсмологический мониторинг осуществляется с помощью GPS, гравиметрических, нивелирных измерений. Общая цель работ сейсмологического мониторинга – оценка сейсмологического риска, связанного с длительной разработкой месторождения Чинаревское, путем создания системы сейсмологических пунктов и выполнения непрерывных сейсмологических наблюдений с регистрацией местных и близких землетрясений природно-техногенного генезиса.

15.5 Мониторинг почвенного покрова

«Программа производственного экологического контроля и мониторинга ТОО «Жаикмунай» на 2021 год» предусматривает организацию системы наблюдения, сбора, обработки, накопления и передачи экологической информации по результатам исследований физико-химических свойств почвы района расположения промплощадок.

Отбор проб почв проводится согласно ГОСТ 17.4.3.01-83 «Охрана природы. Почвы. Общие требования к отбору проб».

Точки отбора проб. Пробные площадки заложены в 4-х реперных точках на границе СЗЗ ЧНГКМ, ПСП, Нефтеналивного терминала, Полигона захоронения пластовых вод и промышленных стоков, Цеха по переработке буровых отходов к утилизации и на производственном объекте (УПН) в 3-х точках.

Периодичность. В соответствии с требованиями ГОСТ 17.4.4.02-84 отбор проб почвы для химического анализа проводится 1 раз в год в начале осени, т.е. в период наибольшего накопления водорастворимых солей и загрязняющих веществ. Определение загрязняющих веществ осуществляется с использованием инструментально-лабораторного метода, основанного на отборе проб на точках наблюдения с последующим их анализом с использованием стационарных средств измерений.

Контролируемые вещества: нефтепродукты, тяжелые металлы (кадмий, медь, свинец, цинк, никель).

В рамках работ, связанных с реализацией данного проекта, рекомендуем продолжить мониторинг почвенного покрова в существующем режиме.

15.6 Предложения по мониторингу растительного покрова

Мониторинг растительного покрова проводится одновременно с мониторингом почвы на стационарных экологических площадках (СЭП). Данные площадки располагаются на потенциально опасных, подверженных к загрязнению участках: рядом с технологическим оборудованием и эксплуатационными скважинами. Интенсивность наблюдения – 1 раз в год, в летний период года.

Растительность индуцирует любые изменения, происходящие в других компонентах окружающей среды. Проведение токсикологического исследования растительности позволят охарактеризовать степень химического загрязнения основных доминирующих видов растений при различном загрязнении окружающей среды: тяжелыми металлами, нефтепродуктами, при радиоактивном загрязнении, при загрязнении атмосферного воздуха газообразными вредными веществами.

Одновременно рекомендуется проводить слежение за растительным покровом методом периодического описания фитоценозов, с указанием видового состава, обилия, общего и частного проективного покрытия растениями почвы, размещения видов, их фенологического развития и общего состояния. Особо отмечаются редкие, эндемичные и реликтовые виды растений.

Рекомендуем проводить визуальное обследование территории производственных работ на предмет нахождения замазученных пятен и комплексное обследование территории площадки после проведения строительных работ в рамках очередного производственного экологического мониторинга на месторождении Чинаревское.

15.7 Предложения по мониторингу животного мира

Наблюдения за состоянием животного мира являются компонентом общего блока мониторинга состояния среды на территории месторождения Чинаревское. Места наблюдения за животным миром могут совпадать с участками, на которых проводится мониторинг почв и растительности. Результаты наблюдений на площадках регистрируются и служат в последующем для сравнительного анализа.

При проведении наблюдений на мониторинговых площадках особое внимание должно уделяться редким, исчезающим и особо охраняемым видам животных, внесенных в Красную Книгу Казахстана.

15.8 Радиационный мониторинг

Главной целью радиационной безопасности является охрана здоровья населения, включая персонал, от вредного воздействия ионизирующего излучения путем соблюдения основных принципов и норм радиационной безопасности без необоснованных ограничений полезной деятельности при использовании излучения в различных областях хозяйства.

Ионизирующая радиация при воздействии на организм человека может вызвать два вида эффектов, которые клинической медициной относятся к болезням: детерминированные пороговые эффекты (лучевая болезнь, лучевой дерматит, лучевая катаракта, лучевое бесплодие, аномалии в развитии плода и др.) и схематические (вероятные) беспороговые эффекты (злокачественные опухоли, лейкозы, наследственные болезни).

Поэтому основные требования радиационной безопасности на предприятии должны предусматривать:

- ❖ исключение всякого необоснованного облучения населения и производственного персонала предприятий;
- ❖ не превышение установленных предельных доз радиоактивного облучения;

❖ снижение доз облучения до возможно низкого уровня.

Нефтяные и газовые промысла, как показали радиологические исследования, являются потенциальными источниками радиационной опасности на любой территории.

Объем, характер и периодичность радиационного контроля, учет и порядок регистрации его результатов, определяется службой радиационной безопасности организации, утверждается администрацией и согласовывается в органах Госсаннадзора.

Потенциальными источниками радиационного загрязнения на месторождении Чинаревское могут быть:

- технологическое и буровое оборудование;
- места хранения отходов бурения.

Работы по радиационному мониторингу должны проводится компанией, имеющей все необходимые ресурсы и разрешительные документы.

Радиационное обследование территории месторождения Чинаревское рекомендуем продолжить в существующем режиме.

16 КОМПЛЕКСНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ ПРИ НОРМАЛЬНОМ (БЕЗ АВАРИЙ) РЕЖИМЕ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ

16.1 Оценка воздействия объекта на окружающую природную среду

Для объективной комплексной оценки воздействия на окружающую среду на данный проектный период на месторождении Чинаревское надо классифицировать величину воздействия на каждый компонент окружающей среды в отдельности, используя три основных показателя – пространственного и временного масштабов воздействия и его величины (интенсивности). Используемые критерии оценки основаны на рекомендациях действующих методологических разработок (представлены в разделе 6.3 данного Отчета) с учетом уровня принятых технологических решений реализации проекта и особенностей природных и климатических условий.

На основе покомпонентной оценки воздействия на окружающую среду путем комплексирования ранее полученных уровней воздействия, в соответствии с изложенными методиками, выполнена интегральная оценка намечаемой деятельности.

Матрица воздействия реализации проекта на природную среду на месторождении Чинаревское сведена в таблицу 16.1.1.

Таблица 16.1.1 – Комплексная оценка воздействия на компоненты окружающей среды при реализации проектных решений на месторождении Чинаревское

Компонент окружающей среды	Показатели воздействия			Категория значимости
	Пространственный масштаб	Временной масштаб	Интенсивность воздействия	
Атмосферный воздух	Местный (3)	Многолетний (4)	Слабая (2)	Средняя (24)
Поверхностные воды	Ограниченный (2)	Многолетний (4)	Слабая (2)	Средняя (16)
Подземные воды	Ограниченный (2)	Многолетний (4)	Умеренная (3)	Средняя (24)
Недра	Ограниченный (2)	Многолетний (4)	Сильная (4)	Высокая (32)
Почвенные ресурсы	Ограниченный (2)	Многолетний (4)	Умеренная (3)	Средняя (24)
Растительность	Ограниченный (2)	Многолетний (4)	Умеренная (3)	Средняя (24)
Животный мир	Ограниченный (2)	Многолетний (4)	Умеренная (3)	Средняя (24)
Итого:				Средняя (24)

Для определения комплексной оценки воздействия на компоненты окружающей среды находим среднее значение от покомпонентного балла категории значимости. Как следует из приведенной матрицы, интегральное воздействие (среднее значение) при реализации проектных решений на месторождении Чинаревское составляет 24 балла, т.е. результирующая значимость воздействия соответствует *среднему уровню воздействия на компоненты окружающей среды*. Изменения в окружающей среде превышают цепь естественных изменений, среда восстанавливается без посторонней помощи частично или в течение нескольких лет.

Таким образом, реализация проектных решений по каждому из вариантов на месторождении Чинаревское при соблюдении норм технической и экологической безопасности, проведении технологических и природоохранных мероприятий не приведет к значительным изменениям в компонентах окружающей среды, и не повлияет на абиотические и биотические связи территории расположения месторождения Чинаревское.

16.2 Оценка воздействия объекта на социально-экономическую сферу

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 реализации проектных решений на месторождении Чинаревское представлены в таблице 16.2.1.

Таблица 16.2.1 – Компоненты социально-экономической среды

Компоненты социальной среды	Компоненты экономической среды
Трудовая занятость	Экономическое развитие территории
Здоровье населения	Транспорт
Доходы и уровень жизни населения	Скотоводство
Памятники истории и культуры	Инвестиционная деятельность

Для объективной комплексной оценки воздействия на социально-экономическую сферу региона на данный проектный период на месторождении Чинаревское надо классифицировать величину воздействия на каждый компонент окружающей среды в отдельности, используя три основных показателя – пространственного и временного масштабов воздействия и его величины (интенсивности). Используемые критерии оценки основаны на рекомендациях действующей методологической разработки (представлена в разделе 1 данного проекта) с учетом уровня принятых технологических решений реализации проекта и особенностей социально-экономической жизни населения.

Матрица воздействия реализации проекта на социально-экономическую сферу сведена в таблицу 16.2.2.

Таблица 16.2.2 - Комплексная оценка воздействия на социально-экономическую сферу при реализации проектных решений на м. Чинаревское

Компонент социально-экономической сферы	Показатели воздействия						Итоговая оценка	
	Положительное воздействие			Отрицательное воздействие			Балл	Итоговое воздействие
	пространственный	временной	интенсивность	пространств.	временной	интенсивность		
Социальная сфера								
Трудовая занятость	Региональное (+4)	долговременное (+3)	Незначительное (+1)	-	-	-	+8	Среднее положительное
Здоровье населения	-	-	-	Точечное (-1)	долговременное (-3)	Незначительное (-1)	-5	Низкое отрицательное
Доходы и уровень жизни населения	Точечное (+1)	Среднее (+2)	Умеренное (3)	-	-	-	+6	Среднее положительное
Памятники истории и культуры	Нулевое (0)	Нулевое (0)	Нулевое (0)	Нулевое (0)	Нулевое (0)	Нулевое (0)	0	Воздействие отсутствует
Итого:							+9	среднее положительное
Экономическая сфера								
Экономическое развитие территории	Региональное (+4)	Долговременное (+3)	Значительное (+4)	-	-	-	+11	Высокое положительное
Транспорт	Нулевое (0)	Нулевое (0)	Нулевое (0)	Нулевое (0)	Нулевое (0)	Нулевое (0)	0	Воздействие отсутствует
Скотоводство	-	-	-	Точечное (-1)	долговременное (-3)	Незначительное (-1)	-5	Низкое отрицательное
Инвестиционная деятельность	Региональное (+4)	Долговременное (+3)	Значительное (+4)	-	-	-	+11	Высокое положительное
Итого:							+17	высокое положительное



Производственная деятельность в рамках реализации проекта будет осуществляться в пределах района Бәйтерек Западно-Казахстанской 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 от *средних до высоких положительных изменений* в социально-экономическую сферу региона в зависимости от компонента.

16.3 Оценка воздействия на культурно-бытовые, социально-экономические условия и здоровье населения

С точки зрения воздействия на социально-экономические условия района можно констатировать, что возможность нежелательной дополнительной нагрузки на социально-бытовую инфраструктуру населенных пунктов района будет отсутствовать.

С точки зрения увеличения опасности техногенного воздействия на условия проживания местного населения, проведенный анализ прямого и опосредованного техногенного воздействия, позволяют говорить о том, что реализация проектных решений на период разработки месторождения, не приведет к значимому для здоровья населения загрязнению природной среды. Санитарно – защитная зона месторождения – минимум 1000 м, и в пределах СЗЗ населенных мест нет. По результатам расчета рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере на границе СЗЗ превышений предельно-допустимых концентраций (ПДК населенных мест) вредных веществ наблюдаться не будет. Превышения по шуму более 80 дБ могут происходить в рабочей зоне непродолжительное время, на границе СЗЗ пределы шумовых воздействий превышать не будут.

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.



Основной вид деятельности местного населения – сельское хозяйство. Создание дополнительных высокооплачиваемых рабочих мест увеличит поступление денежных средств в местные бюджеты за счет отчисления налогов и, соответственно, повысится уровень жизни коренного населения района.

Согласно санитарно-гигиенической обстановке в районе можно сделать вывод, что основным фактором, влияющим на состояние здоровья населения, являются в первую очередь социальные условия, также неравномерное развитие объектов экономики по области, где основная промышленная инфраструктура области связана с городами.

При производственной деятельности на месторождении Чинаревское основными источниками загрязнения воздушного бассейна будут являться скважины и технологическое оборудование, однако при выполнении природоохранных мероприятий, технологического регламента и техники безопасности, реализация проектных решений на месторождении Чинаревское, не окажет неблагоприятного воздействия на здоровье населения ближайших населенных мест при нормальном (без аварий) режиме эксплуатации объекта.

С точки зрения воздействия на экономическую ситуацию в области в целом, основной экономический эффект будет связан с дальнейшим экономическим развитием региона и района Бэйтерек в частности.

17 ОЦЕНКА ЭКОЛОГИЧЕСКОГО РИСКА

17.1 Понятия и определения

Оценка риска – процесс, используемый для определения степени риска анализируемой опасности для здоровья человека и окружающей среды. Оценка риска включает анализ частоты, анализ последствий и их сочетание, и разработка рекомендаций по уменьшению риска.

Увеличение количества и энергоемкости используемых в промышленности опасных веществ, усложнение технологий и режимов управления современными производствами требуют разработки механизма получения обоснованных оценок и критериев безопасности таких производств с учетом всей совокупности экологических и социально-экономических факторов, в том числе вероятности и последствий возможных аварий.

Основная задача анализа риска заключается в том, чтобы предоставить объективную информацию о состоянии промышленных объектов лицам, принимающим решения в отношении безопасности анализируемого объекта. Анализ риска должен дать ответы на три вопроса:

1. Что плохого может произойти?
2. Как часто это может случаться?
3. Какие могут быть последствия?

Осуществление проектируемых работ на месторождении Чинаревское требует оценки экологического риска данного вида работ.

По степени экологической опасности последствия производственной деятельности можно подразделить на следующие типы:

- экологически опасные (техногенная деятельность приводит к необратимым изменениям природной среды);
- относительно опасные (природная среда самостоятельно или с помощью человека может восстановить изменения, связанные с производственной деятельностью);
- безопасные, когда техногенные воздействия не оказывают существенного влияния на природную среду и социально-экономические условия осваиваемой территории.

Оценка возможного экологического риска производственной деятельности предприятия выполняется на основе:

- комплексной оценки последствий воздействия на компоненты окружающей среды при нормальном (без аварий) режиме эксплуатации объекта;

- данных обо всех видах аварийных ситуаций, которые имели место на месторождении, причин и вероятности их возникновения;
- анализа сценариев развития аварийных ситуаций и определения характера опасного воздействия на население и окружающую среду.

Необъективная оценка экологического риска инициатором хозяйственной деятельности влечет за собой финансовые потери, соизмеримые с затратами на производственные нужды данного производства.

17.2 Вероятность возникновения аварийных ситуаций, виды, повторяемость, зона воздействия

Под аварией понимают существенные отклонения от нормативно-проектных или допустимых эксплуатационных условий производственно-хозяйственной деятельности по причинам, связанным с действиями человека или техническими средствами, а также в результате любых природных явлений (наводнение, землетрясение, оползни, ураганы и другие стихийные бедствия).

Возникающие в нефтегазовом комплексе аварии и риск их возникновения могут быть определены разными методами. Один из самых распространенных – построение дерева ошибок, т.е. логической структуры, описывающей причинно-следственную связь при взаимодействии основного технологического оборудования, человека и условий окружающей среды – всех элементов, способных вызвать и вызывающие отказы на объектах нефтегазового комплекса.

Причины отказов могут быть объективными:

- природно-климатические условия, температура окружающей среды;
- пластовые термобарические условия;
- состояние пласта;
- режим работы залежи;
- особенности геологического строения;
- разнообразие, сложность технологических процессов переработки пластового сырья;
- многофакторность систем управления современными перерабатывающими предприятиями;

а также субъективными:

- неудачный выбор конструкции оборудования;
- нарушение технологических режимов эксплуатации;
- низкая квалификация обслуживающего персонала;

- нарушение трудовой и производственной дисциплины;
- низкий уровень надзора за экологической и газовой (нефтяной) безопасностью.

В качестве основных, на территории месторождения Чинаревское, могут быть выделены следующие риски и объекты:

- прорывы трубопроводной системы;
- коррозия нефтепромыслового оборудования, резервуаров и трубопроводных систем;
- перебои в подаче сырья;
- выход из строя технологического оборудования;
- контакт персонала с опасными факторами производства;
- строительная техника и буровое оборудование;
- разливы химических реагентов и буровых жидкостей;
- добывающие и нагнетательные скважины.

Степень риска для каждого объекта нефтепромысла зависит от природных, так и техногенных факторов. Естественные факторы, представляющие угрозу проектируемым сооружениям, характеризуются очень низкими вероятностями. Строгое исполнение правил эксплуатации сооружений позволяют своевременно решать все проблемы, вызываемые естественными процессами. Вероятность таких природных катаклизмов и техногенных воздействий, как падение метеорита, наводнение, смерч, ураган, оседание грунта, авиакатастрофа и террористический акт составляет $1,0 \cdot 10^{-8}$ (1/год) [научно-технический журнал «защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе» №4, 2010].

Техногенные факторы потенциально более опасны. Статистические данные по оценке частоты отказов оборудования и масштабов выбросов загрязняющих веществ представлены в таблице 17.2.1.

Таблица 17.2.1 - Статистические данные по оценке частоты отказов оборудования и масштабов выбросов загрязняющих веществ

Тип отказа оборудования	Частота отказов, 1/год	Масштабы выбросов опасных веществ
Разгерметизация технологического аппарата (сосуда)		
Квазигнвенный выброс вещества (на полное сечение)	$1,0 \cdot 10^{-5}$	Объем, равный объему аппарата, с учетом поступления из соседних блоков за время перекрытия потока
Утечка через отверстие 1"	$9,0 \cdot 10^{-5}$	Объем, вытекший до ликвидации утечки
Разгерметизация технологического трубопровода		
«Гильотинный разрыв» (на полное сечение)	$5,0 \cdot 10^{-7}$, (1/(м*год))	Объем, равный объему трубопровода, ограниченного запорной арматурой, с учетом профиля трассы и поступления вещества из соседних блоков, за время перекрытия потока
Утечка через отверстие 1"	$9,0 \cdot 10^{-6}$, (1/м*год)	Объем, вытекший до ликвидации утечки
Разгерметизация насоса, компрессора или трубопровода внутри помещения	$1,0 \cdot 10^{-3}$ (1/год)	Объем, вытекший до ликвидации утечки
Порыв трубопровода	$1,6 \cdot 10^{-5}$ (1/год)	Объем, между двумя клиновыми задвижками и вытекший до ликвидации утечки

В таблицах 17.2.2.-17.2.5 приведены матрицы экологического риска для природной среды при случайной аварии, позволяющая сопоставить вероятность и величину последствий аварийных ситуаций.

Для ее заполнения матрицы экологических рисков использовались предварительно рассчитанные баллы значимости воздействий для различных компонентов природной среды.

Таблица 17.2.2 - Матрица экологического риска для природной среды при случайной аварии (неуправляемое нефтегазопроявление, нарушение устойчивости пород стенок ствола скважин)

Последствия (воздействия) в баллах									Частота аварий (число случаев в год)					
Значимость воздействия	Компоненты природной среды								<10 ⁻⁶	≥10 ⁻⁶ <10 ⁻⁴	≥10 ⁻⁴ <10 ⁻³	≥10 ⁻³ <10 ⁻¹	≥10 ⁻¹ <1	≥1
	Атмосферный воздух	Поверхностные воды	Подземные воды	Недра	Почвенный покров	Ландшафт	Растительный мир	Животный мир	Практически невозможная авария	Редкая авария	Маловероятная авария	Случайная авария	Вероятная авария	Частая
0-10														
11-21		16										X		
22-32	24		24	32	24	24	24	24				XXXXXX		
33-43														
44-54														
55-64														

- Низкий риск (терпимый)
- Средний риск (требуется снижение воздействия)
- Высокий риск (неприемлемый)

Таблица 17.2.3 - Матрица экологического риска для природной среды при разгерметизации технологического аппарата и порыве трубопровода

Значимость воздействия	Последствия (воздействия) в баллах								Частота аварий (число случаев в год)					
	Компоненты природной среды								<10 ⁻⁶	≥10 ⁻⁶ <10 ⁻⁴	≥10 ⁻⁴ <10 ⁻³	≥10 ⁻³ <10 ⁻¹	≥10 ⁻¹ <1	≥1
	Атмосферный воздух	Поверхностные воды	Подземные воды	Недра	Почвенный покров	Ландшафт	Растительный мир	Животный мир	Практически невозможная авария	Редкая авария	Маловероятная авария	Случайная авария	Вероятная авария	Частая
0-10														
11-21		16								X				
22-32	24		24	32	24	24	24	24		XXXXXX				
33-43														
44-54														
55-64														

- Низкий риск (терпимый)
- Средний риск (требуется снижение воздействия)
- Высокий риск (неприемлемый)

Таблица 17.2.4 - Матрица экологического риска для природной среды при разгерметизации технологического трубопровода на полное сечение

Значимость воздействия	Последствия (воздействия) в баллах								Частота аварий (число случаев в год)					
	Компоненты природной среды								<10 ⁻⁶	≥10 ⁻⁶ <10 ⁻⁴	≥10 ⁻⁴ <10 ⁻³	≥10 ⁻³ <10 ⁻¹	≥10 ⁻¹ <1	≥1
	Атмосферный воздух	Поверхностные воды	Подземные воды	Недра	Почвенный покров	Ландшафт	Растительный мир	Животный мир	Практически невозможная авария	Редкая авария	Маловероятная авария	Случайная авария	Вероятная авария	Частая
0-10														
11-21		16							X					
22-32	24		24	32	24	24	24	24	XXXXXX					
33-43														
44-54														
55-64														

- Низкий риск (терпимый)
- Средний риск (требуется снижение воздействия)
- Высокий риск (неприемлемый)

Таблица 17.2.5 - Матрица экологического риска для природной среды при разгерметизации технологического оборудования или трубопровода при утечке через 1”

Значимость воздействия	Последствия (воздействия) в баллах								Частота аварий (число случаев в год)					
	Компоненты природной среды								<10 ⁻⁶	≥10 ⁻⁶ <10 ⁻⁴	≥10 ⁻⁴ <10 ⁻³	≥10 ⁻³ <10 ⁻¹	≥10 ⁻¹ <1	≥1
	Атмосферный воздух	Поверхностные воды	Подземные воды	Недра	Почвенный покров	Ландшафт	Растительный мир	Животный мир	Практически невозможная авария	Редкая авария	Маловероятная авария	Случайная авария	Вероятная авария	Частая
0-10														
11-21		16								X				
22-32	24		24	32	24	24	24	24		XXXXXX				
33-43														
44-54														
55-64														

- Низкий риск (терпимый)
- Средний риск (требуется снижение воздействия)
- Высокий риск (неприемлемый)

Представленные выше матрицы экологического риска рассмотренных аварийных ситуаций показывают, что уровень экологического риска не достигает высокого уровня ни для одного компонента природной среды при каждой из возможных аварий.

Анализ статистических данных по нефтяным и газовым месторождениям показывает, что:

- неуправляемых нефтегазопроявлений приходится один случай на тысячу скважин;
- осложнений, связанных с нарушением устойчивости пород стенок ствола скважин – два случая на сто скважин;
- естественного искривления ствола скважины, требующего проведения ремонтных работ или ликвидации – один случай на сто скважин.

Первый вид осложнений является наиболее опасным по воздействию на объекты и компоненты окружающей среды, поскольку большие объемы изливаемого пластового флюида с высоким содержанием солей, нефти и химреагентов, сопровождаются загрязнением атмосферы, почвогрунтов, водных объектов на значительной территории, имеет место реальная возможность возникновения пожаров.

Нарушение устойчивости пород, приводит к увеличению техногенной нагрузки на компоненты окружающей среды за счет дополнительного, непредусмотренного проектом, образования отходов бурения, что ведет к изменению стоимости размещения их в окружающей среде.

При аварийных разливах химреагентов бурения и углеводородного сырья с учетом запроектированных требований к планировке площадок, они будут локализованы на месте и не окажут, ввиду ограниченных объемов разливов, существенного воздействия на окружающую среду.

Большую значимость из многочисленных видов аварий имеет почвенная (наружная) коррозия металла. Уменьшить вероятность этих аварий возможно при проведении дополнительных мероприятий, обеспечивающих постоянный контроль технического состояния металлических элементов оборудования.

Наибольшее число аварий возникает по субъективным причинам, т.е. по вине исполнителя трудового процесса. Поэтому при разработке мер профилактики и борьбы с авариями следует особо обращать внимание на строгое соблюдение требований, регламентируемых в геолого-техническом наряде, и положений, излагаемых в производственных инструкциях.

Возникновение любого из этих событий также характеризуется низкой вероятностью, но значительными последствиями. Соблюдение всех проектных технологических требований при хранении нефти не исключает полностью возникновения аварийных ситуаций.

Главной потенциальной опасностью, фактором риска эксплуатации открытых технологических установок и трубопроводов является наличие вероятности возникновения аварии с выбросом горючих газов или конденсатов в окружающую среду, сопровождающейся большой площадью рассеивания токсичных веществ, возможно, с последующим воспламенением либо взрывным превращением образовавшейся газовой смеси и формированием поля поражающих факторов на прилегающей территории.

В аварийных ситуациях на технологическом оборудовании возможны следующие опасные события, влияющие на обслуживающий персонал и оборудование при разгерметизации технологических аппаратов и трубопроводов:

- образование токсичного облака;
- взрыв топливно-воздушной смеси (ТВС);
- пожар разлива (бассейновый пожар);
- струевое горение (факельный пожар);
- взрыв с образованием «огненного шара».

Основными поражающим факторами максимальных гипотетических аварий (МГА) являются:

- токсическое поражение;
- воздушная волна, возникающая при взрывах ТВС;



-поражение открытым пламенем и тепловое излучение при струевом горении (факельный пожар), пожар разлива (бассейновый пожар) и «огненном шаре».

По каждой аварии техническая служба под руководством главного инженера организации принимает меры, обеспечивающие ликвидацию ее в кратчайший срок, для чего:

1. составляется план работ по ликвидации аварий с указанием сроков и ответственных исполнителей;
2. назначается ответственный за выполнение плана работы;
3. контроль за ликвидацией аварии и необходимая помощь в выполнении намеченного плана работ осуществляется инженерно-технической службой.

При строгом соблюдении проектных решений, применении современных технологий и трудовой дисциплины на этапе реализации проектных решений разработки месторождения Чинаревское, позволяет судить о низкой степени вероятности возникновения аварийных ситуаций.

17.3 Оценка воздействия аварийных ситуаций 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;
- разливы производственных 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.

17.4 Рекомендации по предупреждению аварийных ситуаций и ликвидации их последствий

Мероприятия по снижению экологического риска могут иметь технический или организационный характер. В выборе типа меры решающее значение имеет общая оценка действенности мер, влияющих на риск.

При разработке мер по уменьшению риска необходимо учитывать, что, вследствие возможной ограниченности ресурсов, в первую очередь должны разрабатываться простейшие и связанные с наименьшими затратами рекомендации, а также меры на перспективу.

Во всех случаях, где это возможно, меры уменьшения вероятности аварии должны иметь приоритет над мерами уменьшения последствий аварий. Это означает, что выбор технических и организационных мер для уменьшения опасности имеет следующие приоритеты:

-  меры уменьшения вероятности возникновения аварийной ситуации, включающие: меры уменьшения вероятности возникновения неполадки (отказа); меры уменьшения вероятности перерастания неполадки в аварийную ситуацию;
-  меры уменьшения тяжести последствий аварии, которые в свою очередь имеют следующие приоритеты: меры, предусматриваемые при проектировании опасного объекта (например, выбор несущих конструкций); меры, относящиеся к системам противоаварийной защиты и контроля; меры, касающиеся организации, оснащенности и боеготовности противоаварийных служб.

Иными словами, в общем случае первоочередными мерами обеспечения безопасности являются меры предупреждения аварии.

Основными мерами предупреждения аварий является строгое исполнение технологической и производственной дисциплины, оперативный контроль.

На всех этапах проведения работ специалисты в области инженерно-экологической безопасности, охраны здоровья и оценки риска должны анализировать фактические и потенциальные факторы безопасности.

ТОО «Жаикмунай» в полной мере осознает свою ответственность, связанную с экологической безопасностью всех производственных работ на месторождении и взаимодействует с органами надзора и инспекциями, отвечающими за инженерно-экологическую безопасность и здоровье населения и своих работников. Специалисты компании

в области инженерно-экологической безопасности, охраны здоровья на каждом этапе работ анализируют фактические и потенциальные факторы экологической безопасности производственного процесса на месторождении.

При разработке «Плана действий на случай возникновения любых неплановых аварийных ситуаций на месторождении» должны быть учтены следующие аспекты:

- ✓ положение о готовности к действиям в чрезвычайных ситуациях;
- ✓ план мероприятий по борьбе с загрязнением воздуха токсичными веществами;
- ✓ разработку структуры штаба по ликвидации последствий происшествий и аварий с указанием различных штатных функций и обязанностей;
- ✓ разработку программы экстренного оповещения и информирования с указанием представителей предприятия и природоохранного органа;
- ✓ перечень оборудования на случай аварийной ситуации;
- ✓ программу учебной подготовки на случай аварийной ситуации.

Мероприятия по охране и защите окружающей среды, предусмотренные данным проектом, полностью соответствуют экологической политике, проводимой в Республике Казахстан. Основные принципы этой политики сводятся к следующему:

- ✓ минимальное вмешательство в сложившиеся к настоящему времени природные экосистемы;
- ✓ использование новейших природосберегающих экологических технологий;
- ✓ сведение к минимуму любых воздействий на окружающую среду в процессе проведения работ;
- ✓ полное восстановление нарушенных элементов природной среды после завершения работ.

Конструктивные решения и меры безопасности, осуществляемые недропользователем на месторождении Чинаревское, обеспечат безопасность работ, гарантируют защиту здоровья персонала и окружающей среды, осуществят надлежащее и своевременное реагирование на аварийные ситуации в случае их возникновения на период разработки месторождения.

17.5 Безопасность жизнедеятельности

Чрезвычайная ситуация – обстановка на определенной территории, возникшая в результате аварии, бедствия или катастрофы, которые повлекли или могут повлечь гибель людей, ущерб их здоровью, окружающей среде и объектам хозяйствования, значительные материальные потери и нарушения условий жизнедеятельности населения.

Под источником чрезвычайной ситуации понимают опасное природное явление, аварию или опасное техногенное происшествие.

Техногенная чрезвычайная ситуация – состояние, при котором в результате возникновения источника техногенной чрезвычайной ситуации на объекте, определенной территории нарушаются нормальные условия жизни и деятельности людей, возникает угроза их жизни и здоровью, наносится ущерб имуществу населения, хозяйствующему субъекту и окружающей среде.

Нормативно-методическое обеспечение системы чрезвычайного реагирования на месторождении – это пакет документов, определяющих перечень предупредительных мероприятий, структуру системы аварийного оповещения и систему мероприятий по ликвидации аварийной ситуации:

- «План мероприятий по ликвидации возможных аварий, защите людей и окружающей среды на территории буровых, производственных участков, санитарно-охранной зоне и в пределах разведочных площадей
- «План ликвидации возможных аварий
- «Декларация безопасности промышленного объекта».

Основу аварийно-спасательных сил составляет военизированное противотанковое предприятие, противопожарная служба.

Ответственным руководителем работ по ликвидации аварий является заместитель генерального директора, который может назначать своих заместителей.

Для обеспечения безопасности населения, проживающего вблизи газоопасных объектов, или занятого проведением сельскохозяйственных работ в зоне газоопасных объектов, руководство до пуска объекта в работу, а затем один раз в год уведомляет землепользователей и другие заинтересованные организации о требованиях, предъявляемых к охраняемым зонам газоопасных объектов и правилах производства работ в этих зонах. Проводится разъяснительная работа с привлечением средств массовой информации.

К основным мероприятиям по обеспечению безопасности населения в чрезвычайных ситуациях относятся следующие:

- прогнозирование и оценка возможности последствий чрезвычайных ситуаций;
- разработка мероприятий, направленных на предотвращение или снижение вероятности возникновения таких ситуаций, а также на уменьшение их последствий;
- обучение населения действиям в чрезвычайных ситуациях и разработка эффективных способов его защиты.

18 ПРЕДВАРИТЕЛЬНЫЕ РАСЧЕТЫ ПЛАТЕЖЕЙ ЗА ЗАГРЯЗНЕНИЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

18.1 Расчет платы за выбросы загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных источников

Расчет платы за выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух при производственной деятельности на месторождении Чинаревское ТОО «Жаикмунай» производит ежегодно по факту образования.

18.2 Расчет платы за размещение отходов в окружающей среде

Все отходы, образуемые в процессе производственно-хозяйственной деятельности ТОО «Жаикмунай» передаются на утилизацию/размещение сторонним организациям на договорной основе.

19 РЕКОМЕНДАЦИИ К ПОСЛЕДУЮЩЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ ДОКУМЕНТАЦИИ, ОБОСНОВЫВАЮЩЕЙ НАМЕЧАЕМУЮ ХОЗЯЙСТВЕННУЮ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ – ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ

Все стадии разработки документации, обосновывающей намечаемую хозяйственную деятельность - проектной документации, по промышленной разработке нефтяных месторождений определяются в соответствии с «Едиными правилами по рациональному и комплексному использованию недр» (утверждены приказом Министра энергетики РК от 15.06.2018 г. №239).

Настоящий «Проект разработки нефтегазоконденсатного месторождения Чинаревское по состоянию на 01.01.2021 г.» был разработан в соответствии с:

- ст.87 «Единых правил...»: «Разработка месторождения углеводородов, проводится в соответствии с проектом разработки месторождения углеводородов и изменений и дополнений к нему или анализом разработки месторождения».
- ст.88 «Единых правил...»: «Проект разработки месторождения углеводородов базируется на результатах разведочных работ и подсчета запасов углеводородов».
- ст.90 «Единых правил...»: «Для месторождений, содержащих газовые и нефтяные залежи, может составляться единый проект разработки или, в случае целесообразности, отдельные проекты разработки для различных типов залежей».

Для промышленной разработки месторождений углеводородов составляются также технические проектные документы, которые основываются на проекте разработки месторождения.

- ст. 96 «Единых правил...»: «Технический проект по обустройству месторождения, согласно Кодексу составляется на основе проекта пробной эксплуатации, проекта разработки месторождения или анализа разработки месторождения в соответствии с требованиями соответствующего уполномоченного органа в области строительства».
- ст. 97 «Единых правил...»: «Обустройство месторождения предусматривает строительство промысловых и иных объектов, необходимых для добычи, подготовки, хранения и транспортировки углеводородов от места добычи и хранения до места перевалки в магистральный трубопровод и (или) на другой вид транспорта».

Все операции по бурению скважин осуществляются в соответствии с техническим проектом на бурение скважин. Технические проекты на бурение скважин составляются проектной организацией, имеющей лицензию на выполнение соответствующих работ (ст.165 «Единых правил...»).

Проектирование бурения скважин основывается на следующих положениях (ст. 168 «Единых правил...»):

1) бурение скважин осуществляется по групповым или индивидуальным техническим проектам на бурение скважин;

2) технический проект является основным документом, регламентирующим процесс бурения скважин;

3) в проектах предусматривается качественное вскрытие продуктивных пластов, крепление и надежность скважин, выполнение всех требований базовых проектных документов и проектных документов на разведку и добычу углеводородов;

4) при проектировании бурения скважин руководствуются действующими нормативными документами по всем основным видам работ и охране окружающей среды. Технический проект составляется на основании задания на проектирование бурения скважин, которое составляется недропользователем на основе базовых проектных документов и проектных документов на разведку и добычу углеводородов;

5) ответственность за полноту и достоверность исходных данных на проектирование несет недропользователь, а за качество проекта – недропользователь и проектная организация;

6) бурение скважин осуществляется на основе подрядных договоров между буровой организацией и недропользователем или самим недропользователем при наличии соответствующей лицензии;

7) изменения к техническому проекту в целях повышения качества и безопасности работ производятся по требованиям уполномоченных органов в области охраны окружающей среды, в области углеводородов, а также иных государственных органов в пределах их компетенции;

8) допускается, без внесения изменений в технический проект по согласованию с проектной организацией, отклонение глубины по стволу скважины и длины обсадной колонны от предусмотренных в техническом проекте в пределах ± 250 м (для наклонно-направленных и горизонтальных скважин ± 300 м);

9) контроль за исполнением технического проекта осуществляют заказчик и проектная организация, составившая технический проект;

10) ответственность за реализацию проекта бурения скважины несет недропользователь и буровая организация.

Мониторинг исполнения проектных документов на разработку месторождения включает в себя сопровождение работы недропользователя по проектному документу в рамках ежегодного авторского надзора с представлением ежегодного отчета в уполномоченный орган в области углеводородов (ст.148 «Единых правил...»).

В рамках авторского надзора за реализацией проекта разработки месторождения углеводородов допускается (ст.149 «Единых правил...»):

- 1) изменение графика ввода скважин без изменения общего проектного фонда скважин, предусмотренного в базовом проектом документе;
- 2) корректировка местоположения проектируемых скважин, при наличии обоснованной необходимости;
- 3) виды и объемы исследовательских работ;
- 4) корректировка объектов испытания и их количество в пробуренных и проектируемых эксплуатационных скважинах и оценочных скважинах в рамках мероприятий по доразведке месторождения.

При авторском надзоре используется информация, полученная при разработке, а результаты оформляются в виде информационного отчета (ст.151 «Единых правил...»).

Авторский надзор выполняется в соответствии с нормативно-технической документацией по составлению авторских надзоров за реализацией базовых проектных документов, разрабатываемой и утверждаемой уполномоченным органом в области углеводородов (ст.154 «Единых правил...»).

ЗАЯВЛЕНИЕ ОБ ЭКОЛОГИЧЕСКИХ ПОСЛЕДСТВИЯХ

НАИМЕНОВАНИЕ ОБЪЕКТА	Месторождение Чинаревское
ИНВЕСТИТОР (ЗАКАЗЧИК)	ТОО «Жаикмунай»
РЕКВИЗИТЫ	ТОО «Жаикмунай» РНН 271800014293 БИН 970 340 003 085 № KZ 06914398415BC03278(KZT) в Филиале ДБ АО «СберБанк», БИК SABRKZKA Республика Казахстан. Западно-Казахстанская область г.Уральск, ул.Александра Карева, дом 43/1
ИСТОЧНИК ФИНАНСИРОВАНИЯ	частные
МЕСТОПОЛОЖЕНИЕ ОБЪЕКТА	Республика Казахстан. Западно-Казахстанская область, район Бәйтерек.
ПОЛНОЕ НАИМЕНОВАНИЕ ОБЪЕКТА	Месторождение Чинаревское
ПРЕДСТАВЛЕННЫЕ ПРОЕКТНЫЕ МАТЕРИАЛЫ	«Отчет о возможных воздействиях к Проекту разработки нефтегазоконденсатного месторождения Чинаревское по состоянию на 01.01.2021 г.», 2021 год.
ГЕНЕРАЛЬНАЯ ПРОЕКТНАЯ ОРГАНИЗАЦИЯ	АО «НИПИнефтегаз» Республика Казахстан, 130000, город Актау, 8 мкрн., дом 38 «А»; ИИК № KZ646017231000000864 (KZT) в Актауском филиале АО "Народный Банк Казахстана", БИК HSBKKZKX РНН 430600062315, БИН 970940000588. Генеральный директор – Герштанский Олег Сергеевич
ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА	
РАСЧЕТНАЯ ПЛОЩАДЬ ЗЕМЕЛЬНОГО ОТВОДА	Земельный отвод месторождения Чинаревское – 322,4 км ²
РАДИУС И ПЛОЩАДЬ САНИТАРНО-ЗАЩИТНОЙ ЗОНЫ (СЗЗ)	Согласно санитарно-эпидемиологическому заключению Департамента санитарно-эпидемиологического контроля Западно-Казахстанской области Комитета санитарно-эпидемиологического контроля Министерства здравоохранения Республики Казахстан №L.06.X.KZ07VBZ00023109 от 24.12.2020 г., размер санитарно-защитной зоны месторождения Чинаревское, соответственно румбам ветров, составляет: ✓ к северу от скважины 40 – 1000 м. ✓ к западу от скважины 210 – 1000 м. ✓ к югу от скважины 217 – 4603 м. ✓ к востоку от скважины 28 – 2014 м. Площадь санитарно-защитной зоны 183,069 км ² , периметр 61692,6 м.
КОЛИЧЕСТВО И ЭТАЖНОСТЬ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ КОРПУСОВ	-
НАМЕЧАЮЩЕЕСЯ СТРОИТЕЛЬСТВО СОПУТСТВУЮЩИХ ОБЪЕКТОВ СОЦИАЛЬНО-КУЛЬТУРНОГО НАЗНАЧЕНИЯ	Не намечается
НОМЕНКЛАТУРА ОСНОВНОЙ ВЫПУСКАЕМОЙ ПРОДУКЦИИ И ОБЪЕМ ПРОИЗВОДСТВА В НАТУРАЛЬНОМ ВЫРАЖЕНИИ (ПРОЕКТНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ НА ПОЛНУЮ МОЩНОСТЬ)	Характеристика основных показателей разработки и фонда скважин по всем вариантам разработки месторождения Чинаревское представлены в таблицах 3.3.1-3.3.3 ПредОВОС.

ОСНОВНЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОЦЕССЫ		Добыча, подготовка и транспортировка нефти, конденсата и газа	
ОБОСНОВАНИЕ СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ НЕОБХОДИМОСТИ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ		Развитие месторождения позволяет увеличить занятость местного трудоспособного населения в период разработки месторождения, обеспечение рабочими местами населения района, развитие инфраструктуру района, улучшение качества дорог и совершенствование системы связи.	
СРОКИ НАМЕЧАЕМОГО СТРОИТЕЛЬСТВА		Период разработки месторождения Чинаревское: <u>Нефтяные объекты:</u> 1 вариант – 2021 - 2100 гг.; 2 вариант – 2021 - 2089 гг.; 3 вариант – 2021 – 2076 гг. <u>Газоконденсатные объекты:</u> 1 вариант – 2021 - 2126 гг.; 2 вариант – 2021 - 2121 гг.; 3 вариант – 2021 – 2092 гг.	
МАТЕРИАЛОЕМКОСТЬ			
1. ВИДЫ И ОБЪЕМЫ СЫРЬЯ:			
1/ МЕСТНОЕ		попутный нефтяной газ на собственные нужды	
2/ ПРИВОЗНОЕ		-	
2.ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ И ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ ТОПЛИВО		дизельное топливо	
3.ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЯ		ЛЭП, ГТУ, ГТЭС-26 МВт	
4. ТЕПЛО		Котельные установки	
УСЛОВИЯ ПРИРОДОПОЛЬЗОВАНИЯ И ВОЗМОЖНОЕ ВЛИЯНИЕ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ			
АТМОСФЕРА			
СУММАРНЫЙ ВЫБРОС, ТОНН В ГОД		По рекомендуемому 1 варианту разработки 2022 год характеризуется максимальными выбросами в атмосферу. 2022 г. – 3315,262302	
ТВЕРДЫЕ, ТОНН В ГОД		2022 г. – 41,796927024	
ГАЗООБРАЗНЫЕ И ЖИДКИЕ, ТОНН В ГОД		2022 г. – 3273,46537498	
ПЕРЕЧЕНЬ ОСНОВНЫХ ИНГРЕДИЕНТОВ В СОСТАВЕ ВЫБРОСОВ		Перечень и ориентировочное количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу стационарными источниками при реализации 1 варианта (рекомендуемый) в период разработки месторождения Чинаревское на 2022 год представлены в таблице ниже	
Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)	0,003326	0,004383
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)	0,000286	0,000377
0150	Натрий гидроксид (Натр едкий, Сода каустическая) (876*)	0,000039	0,001025
0151	диНатрий станнат гидрат /в пересчете на олово/ (Оловянноокислый натрий гидрат) (410)	0,000039	0,001025
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	81,966496184	258,287129153
0302	Азотная кислота (5)	0,0015	0,03942
0303	Аммиак (32)	0,000147	0,003863
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	21,429599667	149,640096
0316	Гидрохлорид (Соляная кислота, Водород хлорид) (163)	0,000396	0,010408
0322	Серная кислота (517)	0,000081	0,002105
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	47,51457932	39,389926794
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	176,884658825	108,915402039
0331	Сера элементарная (1125*)	0,045663	1,315356
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,55669652905	1,60170456198

0337	Углерод оксид (Оксись углерода, Угарный газ) (584)	605,2520662	1973,86707794	
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0,000233	0,000308	
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	0,001027	0,001353	
0410	Метан (727*)	33,33535383	326,173798949	
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	78,28	343,605731	
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	16,992021	76,789376	
0602	Бензол (64)	0,220013	0,869159	
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,125248	0,381681	
0621	Метилбензол (349)	0,136725	0,540448	
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0,000011	0,00000023	
0906	Тетрахлорметан (Углерод тетрахлорид, Четыреххлористый углерод) (546)	0,00147	0,038632	
1023	2,2'-Оксидиэтанол (Дигликоль, Диэтиленгликоль) (436)	0,561866	12,283254	
1034	Пропан-1,2-диол (1007*)	1,384566	4,301754	
1042	Бутан-1-ол (Бутиловый спирт) (102)	0,044444	0,075	
1052	Метанол (Метиловый спирт) (338)	0,463335	4,002074	
1061	Этанол (Этиловый спирт) (667)	0,00501	0,131663	
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,109532	0,001832	
1401	Пропан-2-он (Ацетон) (470)	0,001911	0,050221	
1555	Уксусная кислота (Этановая кислота) (586)	0,00057	0,01498	
1716	Смесь природных меркаптанов /в пересчете на этилмеркаптан/ (Одорант СПМ - ТУ 51-81-88) (526)	0,003912	0,001699	
1880	Ди(2-гидроксиэтил)амин (Диэтаноламин) (367*)	0,150881	0,876933	
2049	Красители органические анионные: коричневый 5К, синий; кислотный оранжевый; спирторастворимый оранжевый 2Ж (азокрасители) (Сольвент оранжевый) (664*)	0,014577	0,049197	
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)	0,210928	3,325417	
2752	Уайт-спирит (1294*)	0,014577	0,049197	
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	2,795154	4,459598	
2902	Взвешенные частицы (116)	0,33056	2,366118	
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)	0,000436	0,000574	
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)	0,00326	0,03317	
3401	Ди(2-гидроксиэтил)метиламин (Метилдиэтаноламин) (368*)	0,058195	1,759835	
	В С Е Г О :	1068,90139	3315,262302	
ПРЕДПОЛАГАЕМЫЕ КОНЦЕНТРАЦИИ ВРЕДНЫХ ВЕЩЕСТВ НА ГРАНИЦЕ САНИТАРНО-ЗАЩИТНОЙ ЗОНЫ		Результаты проведенных расчетов рассеивания, показали, что при реализации проектных решений на месторождении Чинаревское с учетом фоновых концентраций, не приведет к превышению предельно-допустимой концентрации (ПДК) вредных веществ в атмосферу. По каждому загрязняющему веществу в приземном слое атмосферного воздуха на границе санитарно-защитной зоны превышений не предполагается, следовательно, и за ее пределами не окажет отрицательного воздействия.		
Код ЗВ	Наименование загрязняющих веществ и состав групп суммаций	Максимальное значение концентрации, доли ПДК	Концент-рация на границе СЗЗ, доли ПДК	Концент-рация на границе ЖЗ, доли ПДК

0123	Железо (II, III) оксиды	расчет нецелесообразен		
0143	Марганец и его соединения	расчет нецелесообразен		
0150	Натрий гидроксид	расчет нецелесообразен		
0151	диНатрий станнат гидрат	расчет нецелесообразен		
0301	Азота (IV) диоксид	0,789	0,550	0,281
0302	Азотная кислота	расчет нецелесообразен		
0303	Аммиак	расчет нецелесообразен		
0304	Азот (II) оксид	0,089	0,058	0,021
0316	Гидрохлорид	расчет нецелесообразен		
0322	Серная кислота	расчет нецелесообразен		
0328	Углерод	1,403	0,432	0,130
0330	Сера диоксид	0,636	0,424	0,160
0331	Сера элементарная	расчет нецелесообразен		
0333	Сероводород	3,441	0,222	0,049
0337	Углерод оксид	0,602	0,536	0,458
0342	Фтористые газообразные соединения	расчет нецелесообразен		
0344	Фториды неорганические плохо растворимые	расчет нецелесообразен		
0410	Метан	расчет нецелесообразен		
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	0,665	0,031	0,0068
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10	0,410	0,019	0,0041
0602	Бензол	0,535	0,025	0,0054
0616	Диметилбензол	0,252	0,012	0,0026
0621	Метилбензол	0,168	0,0077	0,0017
0703	Бенз/а/пирен	расчет нецелесообразен		
0906	Тетрахлорметан	расчет нецелесообразен		
1023	2,2 - Оксидизтанол	расчет нецелесообразен		
1034	Пропан-1,2-диол	0,082	0,054	0,019
1042	Бутан-1-ол	расчет нецелесообразен		
1052	Метанол	расчет нецелесообразен		
1061	Этанол	расчет нецелесообразен		
1325	Формальдегид	расчет нецелесообразен		
1401	Пропан-2-он	расчет нецелесообразен		
1555	Уксусная кислота	расчет нецелесообразен		
1716	Смесь природных меркаптанов	0,138	0,091	0,032
1880	Ди (2-гидроксиэтил) амин	расчет нецелесообразен		
2049	Красители органические анионные	расчет нецелесообразен		
2735	Масло минеральное нефтяное	расчет нецелесообразен		
2752	Уайт-спирит	расчет нецелесообразен		
2754	Углеводороды предельные C12-19	расчет нецелесообразен		
2902	Взвешенные частицы	0,141	0,138	0,138
2908	Пыль неорганическая: 70-20% двуокиси кремния	расчет нецелесообразен		
2930	Пыль абразивная	расчет нецелесообразен		
3401	Ди(2-гидроксиэтил)метиламин (370*)	расчет нецелесообразен		
6001	Группа суммаций 0303+0333	3,441	0,222	0,049
6002	Группа суммаций 0303+0333+1325	3,441	0,225	0,050
6003	Группа суммаций 0303+1325	расчет нецелесообразен		
6007	Группа суммаций 0301+0330	1,416	0,974	0,441
6037	Группа суммаций 0333+1325	3,441	0,225	0,050
6041	Группа суммаций 0330+0342	0,636	0,424	0,160
6042	Группа суммаций 0322+0330	0,636	0,424	0,160
6044	Группа суммаций 0330+0333	3,458	0,587	0,202

6046	Группа суммаций 0302+0316+0322	расчет нецелесообразен
6359	Группа суммаций 0342+0344	расчет нецелесообразен
ИСТОЧНИКИ ФИЗИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ, ИХ ИНТЕНСИВНОСТЬ И ЗОНЫ ВОЗМОЖНОГО ВЛИЯНИЯ		
ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫЕ ИЗЛУЧЕНИЯ	Производственные объекты, связанные с электромагнитным излучением на контрактной территории это: воздушные линии электропередач, электродвигатели, персональные компьютеры, радиотелефоны. При работе персонала компании соблюдаются нормативные санитарно-гигиенические требования при работе с указанным оборудованием.	
АКУСТИЧЕСКИЕ	Основными источниками шума при эксплуатации месторождения будет специальное оборудование, применяемое при работах по добыче нефти, конденсата и газа. Проектными решениями предполагается использование техники и средств защиты, обеспечивающих уровень звука на рабочих местах, согласно требованиям Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к технологическим и сопутствующим объектам и сооружениям, осуществляющим нефтяные операции» №236 от 20.03.2015 г. На границе СЗЗ и ближайших населенных пунктах будут соблюдаться установленные предельно-допустимые уровни шума.	
ВИБРАЦИОННЫЕ	Незначительное воздействие вибрации будет ощущаться в местах расположения специального оборудования, применяемого при работах по добыче нефти, конденсата и газа. На месторождении Чинаревское для снижения вибрации, которая может возникнуть при работе оборудования будет предусмотрено: установление гибких связей, упругих прокладок и пружин, сокращение времени пребывания в условиях вибрации, применение средств индивидуальной защиты.	
ВОДНАЯ СРЕДА		
ЗАБОР СВЕЖЕЙ ВОДЫ:	Источниками водоснабжения на месторождении Чинаревское являются: • привозная вода питьевого качества; • для технических целей и хозяйственно-бытовых нужд: вода из водозаборных скважин, в количестве 10 шт. со средним дебитом – 9 м³/час (каждая).	
ИСТОЧНИКИ ВОДОСНАБЖЕНИЯ		
> ПОВЕРХНОСТНЫЕ	нет	
> ПОДЗЕМНЫЕ	вода из водозаборных скважин, в количестве 10 шт. со средним дебитом – 9 м ³ /час (каждая).	
> ВОДОВОДЫ И ВОДОПРОВОДЫ	-	
КОЛИЧЕСТВО СБРАСЫВАЕМЫХ СТОЧНЫХ ВОД		
В ПРИРОДНЫЕ ВОДОЕМЫ И ВОДОТОКИ	Сброс сточных вод в водоемы и водотоки отсутствует.	
В ПОСТОРОННИЕ КАНАЛИЗАЦИОННЫЕ СИСТЕМЫ	Хозяйственно-бытовые сточные воды, образующиеся в процессе бытовой деятельности, по системе канализационного трубопровода собираются в герметично обустроенный септик. Откаченные из септика стоки специальным транспортом вывозятся на КОС Вахтового поселка ТОО «Жаикмунай». Пластовая вода, образующаяся в процессе подготовки нефти, газа и конденсата на УПН, собирается, подготавливается и используется в системе поддержания пластового давления. Для сбора дождевых стоков с твердых покрытий УКПГ, УППГ и СУГ, где возможно загрязнение стоков (углеводородами), предусматривается производственно-дождевая канализация. Отвод ливневых стоков производится через дождеприемники и смотровые колодцы ливневой системы в канализационную насосную станцию КНС-1/4, затем также перекачиваются в пруд-испаритель.	
В ПРУДЫ-НАКОПИТЕЛИ	Пруд-испаритель, организованный для приема и сбора ливневых «условно-чистых» сточных вод запроектирован из 2-х одинаковых секций (карт), имеющих следующие характеристики: размер карты 65х40 (м) по дну карты. Минимальный размер зеркала испарения приемника сточных вод принимается по нижнему прямоугольнику пруда и составляет 0.52 га (5200	

		м²). Глубина пруда-испарителя - 2 м.		
КОНЦЕНТРАЦИИ И ОБЪЕМ ОСНОВНЫХ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ, СОДЕРЖАЩИХСЯ В СТОЧНЫХ ВОДАХ (ПО ИНГРЕДИЕНТАМ)		представлены в таблице ниже		
Наименование загрязняющих веществ	Карты пруда-испарителя УКПГ-1/2		Карты пруда-испарителя УКПГ-3	
	Фактическая концентрация, мг/дм³ (точка отбора Т1)	Установленный норматив ПДС, мг/дм³	Фактическая концентрация, мг/дм³ (точка отбора Т5)	Установленный норматив ПДС, мг/дм³
Взвешенные вещества	8,0	43,0	3,0	3,0
Железо общее	0,19	0,3	1,0	1,0
Хлориды	184,7	318,0	188,3	350,0
Сульфаты	182,4	347,0	178,6	500,0
Азот аммонийный	н/о*	1,9	н/о*	2,0
Нитриты	н/о*	0,065	н/о*	3,3
Нитраты	3,75	6,64	3,75	45,0
Фториды	0,45	0,45	0,57	1,2
Медь	0,04	0,26	0,05	1,0
Свинец	н/о*	0,03	н/о*	0,03
Марганец	0,02	0,042	0,03	0,1
Никель	0,03	0,03	0,04	0,1
Кадмий	н/о*	0,001	н/о*	0,001
СПАВ	0,052	0,08	0,042	0,5
Цинк	0,02	0,03	0,03	5,0
Нефтепродукты	н/о*	0,0	н/о*	0,05
Фенолы	н/о*	0,002	н/о*	0,1
Примечание: н/о* - не обнаружено				
КОНЦЕНТРАЦИЯ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ ПО ИНГРЕДИЕНТАМ В БЛИЖАЙШЕМ МЕСТЕ ВОДОПОЛЬЗОВАНИЯ (ПРИ НАЛИЧИИ СБРОСА СТОЧНЫХ ВОД В ВОДОЕМЫ ИЛИ ВОДОТОКИ)		Сброс подготовленных сточных вод в природные водоемы и водотоки не планируется		
ЗЕМЛИ				
ХАРАКТЕРИСТИКА ОТЧУЖДАЕМЫХ ЗЕМЕЛЬ:				
ПЛОЩАДЬ:		Земельный отвод месторождения Чинаревское – 322,4 км².		
> В ПОСТОЯННОЕ ПОЛЬЗОВАНИЕ		-		
> ВО ВРЕМЕННОЕ ПОЛЬЗОВАНИЕ		-		
В Т.Ч. ПАШНЯ		Нет		
ЛЕСНЫЕ НАСАЖДЕНИЯ		Нет		
НАРУШЕННЫЕ ЗЕМЛИ, ТРЕБУЮЩИЕ РЕКУЛЬТИВАЦИИ, В ТОМ ЧИСЛЕ:				
> КАРЬЕРЫ		Нет		
> ОТВАЛЫ		Нет		
> НАКОПИТЕЛИ		Нет		
> ПРОЧИЕ		Все нарушенные участки будут подвергнуты рекультивации.		
РАСТИТЕЛЬНОСТЬ				
ТИПЫ РАСТИТЕЛЬНОСТИ, ПОДВЕРГАЮЩИЕСЯ ЧАСТИЧНОМУ ИЛИ ПОЛНОМУ ИСТОЩЕНИЮ		Основу растительности составляют узколистые злаки: типец, ковыль, ковылок. Разнотравье, в общем бедное, представлено, преимущественно, такими сухолюбивыми степными видами как грудница, ромашник, серпуха, люцерна желтая.		

В ТОМ ЧИСЛЕ ПЛОЩАДИ РУБОК В ЛЕСАХ	Нет		
ОБЪЕМ ПОЛУЧАЕМОЙ ДРЕВЕСИНЫ	Нет		
ЗАГРЯЗНЕНИЕ РАСТИТЕЛЬНОСТИ, В ТОМ ЧИСЛЕ С/Х КУЛЬТУР ТОК- СИЧНЫМИ ВЕЩЕСТВАМИ	Не предполагается.		
ФАУНА			
ИСТОЧНИКИ ПРЯМОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ЖИВОТНЫЙ МИР, В ТОМ ЧИСЛЕ НА ГИДРОФАУНУ	Основными видами воздействия будут: движение автотранспорта, технологическое оборудование, а также воздействие, связанное с изъятием среды обитания представителей фауны на площади работ.		
ВОЗДЕЙСТВИЕ НА ОХРАНЯЕМЫЕ ПРИРОДНЫЕ ТЕРРИТОРИИ (ЗАПОВЕДНИКИ, НАЦИОНАЛЬНЫЕ ПАРКИ, ЗАКАЗНИКИ)	Не предполагается		
ОТХОДЫ ПРОИЗВОДСТВА			
ОБЪЕМ НЕУТИЛИЗИРУЕМЫХ ОТХОДОВ, ТОНН В ГОД	Нет		
В ТОМ ЧИСЛЕ ТОКСИЧНЫХ, ТОНН В ГОД	Нет		
Нормативы размещения отходов производства и потребления ТОО «Жаикмунай» на 2022 год			
Наименование отходов	Образование, т/год	Размещение, т/год	Передача сторонним организациям, т/год
Всего:	25567,2445	1715	13357,7645
в т.ч. отходов производства	25424,6315	1715	13215,1515
в т.ч. отходов потребления	142,613	-	142,613
Янтарный уровень опасности			
Буровой шлам	7584,48	-	7584,48
Бытовые масляные обогреватели	0,34	-	0,34
Керамический фильтрующий материал (керамические шары)	6,0	-	6,0
Конденсат системы закрытого дренажа	288,0	-	288,0
Кубовые остатки от регенерации абсорбентов	146,7	-	146,7
Медицинские отходы	0,127	-	0,127
Насадка для опоры и закрытия катализатора (керамические шары)	4,0	-	4,0
Нефтьшлам	863,754	-	663,754
Отработанная охлаждающая жидкость	13,488	-	13,488
Отработанные абсорбенты	31,28	-	31,28
Отработанные аккумуляторные батареи	0,793	-	0,793
Отработанные аминовые фильтры	1,778	-	1,778
Отработанные газовые фильтры	0,035	-	0,035
Отработанные источники бесперебойного питания	0,333	-	0,333
Отработанные катализаторы	17,9	-	17,9
Отработанные литиевые батареи (аккумуляторы)	0,001	-	0,001
Отработанные люминесцентные лампы	0,675	-	0,675
Отработанные масла	96,755	-	96,755
Отработанные масляные и топливные фильтры	2,28	-	2,28
Отработанные промышленные источники бесперебойного питания	1,867	-	1,867
Отработанные трубы ГФК	2,0	-	2,0
Отработанный буровой раствор	13721,48	1715	2000
Отработанный раствор катализатора (щелочи)	1854,0	-	1854,0
Отработанный фильтр гликоля	0,23	-	0,23

Отходы амина	61,396	-	61,396
Отходы производства серы (загрязненная сера)	1,0	-	1,0
Отходы системы пожаротушения	3,6	-	3,6
Отходы этиленгликоля	14,95	-	14,95
Парафино-смолистые отложения	20,736	-	20,736
Промасленная ветошь	4,711	-	4,711
Синтетические цеолиты (молекулярные сита) установки генерации азота	6,0	-	6,0
Синтетические цеолиты (молекулярные сита) установки дегидратации сырьевого газа	138,0	-	138,0
Синтетические цеолиты (молекулярные сита) установки осушки воздуха КИП	5,0	-	5,0
Тара из-под лакокрасочных материалов	0,466	-	0,466
Тара из-под масел (бочки)	20,0	-	20,0
Тара из-под химических реагентов (канистры)	37,8204	-	37,8204
Тара из-под химических реагентов (мешки)	253,414	-	253,414
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (KLA-GARD)	0,6	-	0,6
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (OIL AID-CI-101)	0,5	-	0,5
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (PetroLube)	0,8	-	0,8
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (PetroStrach)	0,175	-	0,175
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (PetroUnitDefoam)	0,1	-	0,1
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (StarFix)	0,1	-	0,1
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (BlackMagicSFT)	6,0	-	6,0
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (Drilling Detergent, DD-EXPORT)	0,6	-	0,6
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (DrillPlex HDD)	1,7	-	1,7
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (OS CL)	0,4	-	0,4
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (POLY-PLUS DRY)	0,075	-	0,075
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (PETRO SQUEEZE)	1,0	-	1,0
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (Evocon Эмульсия)	0,46	-	0,46
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (X Link Rtr)	0,68	-	0,68
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (X Link)	0,53	-	0,53
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (Petro Drilling Detergent)	0,2	-	0,2
Фильтрующий материал аминовых фильтров (полипропиленовое волокно)	2,55	-	2,55
Зеленый уровень опасности			
Древесные отходы	79,965	-	79,965
Использованная спецодежда	1,859	-	1,859
Использованные принтерные картриджи	0,053	-	0,053
Картриджные фильтры для воды	2,71	-	2,71
Лом абразивных материалов	0,04	-	0,04
Металлолом и металлическая стружка	20,143	-	20,143
Огарки сварочных электродов	0,021	-	0,021
Отработанная бытовая техника	3,16	-	3,16

Отработанная геомембрана	16,52	-	16,52
Отработанная оргтехника	2,196	-	2,196
Отработанные баллоны из-под ПГС	0,02	-	0,02
Отработанные воздушные фильтры	2,205	-	2,205
Отработанные газоанализаторы	0,011	-	0,011
Отработанные минифильтры (самоспасатели)	0,08	-	0,08
Отработанные резинотехнические изделия	1,1251	-	1,1251
Отработанные электроспецприборы	0,143	-	0,143
Отработанный активированный уголь	6,43	-	6,43
Отработанный силикагель	0,6	-	0,6
Отходы лаборатории	0,362	-	0,362
Протекторы обсадных колонн	39,82	-	39,82
Строительные отходы	20,0	-	20,0
ТБО	142,613	-	142,613
Фильтрующий материал УСК	5,3	-	5,3

Нормативы размещения отходов производства и потребления ТОО «Жаикмунай» на 2029 год

Наименование отходов	Образование, т/год	Размещение, т/год	Передача сторонним организациям, т/год
Всего:	25549,3355	2572	14339,8555
в т.ч. отходов производства	25406,7225	2572	14197,2425
в т.ч. отходов потребления	142,613	-	142,613
Янтарный уровень опасности			
Буровой шлам	7584,48		7584,48
Бытовые масляные обогреватели	0,34	-	0,34
Керамический фильтрующий материал (керамические шары)	6,0	-	6,0
Конденсат системы закрытого дренажа	288,0	-	-
Кубовые остатки от регенерации абсорбентов	146,7	-	146,7
Медицинские отходы	0,127	-	0,127
Насадка для опоры и закрытия катализатора (керамические шары)	4,0	-	4,0
Нефтешлам	863,754	-	663,754
Отработанная охлаждающая жидкость	13,488	-	13,488
Отработанные абсорбенты	31,28	-	31,28
Отработанные аккумуляторные батареи	0,793	-	0,793
Отработанные аминовые фильтры	1,778	-	1,778
Отработанные газовые фильтры	0,035	-	0,035
Отработанные источники бесперебойного питания	0,333	-	0,333
Отработанные литиевые батареи (аккумуляторы)	0,001	-	0,001
Отработанные люминесцентные лампы	0,675	-	0,675
Отработанные масла	96,755	-	96,755
Отработанные масляные и топливные фильтры	2,28	-	2,28
Отработанные промышленные источники бесперебойного питания	1,867	-	1,867
Отработанные трубы ГФК	2,0	-	2,0
Отработанный буровой раствор	13721,48	2572	3000
Отработанный раствор катализатора (щелочи)	1854,0	-	1854,0
Отработанный фильтр гликоля	0,23	-	0,23
Отходы амина	61,396	-	61,396
Отходы производства серы (загрязненная сера)	1,0	-	1,0
Отходы системы пожаротушения	3,6	-	3,6
Отходы этиленгликоля	14,95	-	14,95
Парафино-смолистые отложения	20,736	-	20,736
Промасленная ветошь	4,711	-	4,711
Синтетические цеолиты (молекулярные сита) установки генерации азота	6,0	-	6,0

Синтетические цеолиты (молекулярные сита) установки дегидратации сырьевого газа	138,0	-	138,0
Синтетические цеолиты (молекулярные сита) установки осушки воздуха КИП	5,0	-	5,0
Тара из-под лакокрасочных материалов	0,466	-	0,466
Тара из-под масел (бочки)	20,0	-	20,0
Тара из-под химических реагентов (канистры)	37,8204	-	37,8204
Тара из-под химических реагентов (мешки)	253,414	-	253,414
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (KLA-GARD)	0,6	-	0,6
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (OILAD-CI-101)	0,5	-	0,5
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (PetroLube)	0,8	-	0,8
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (PetroStrach)	0,175	-	0,175
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (PetroUnitDefoam)	0,1	-	0,1
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (StarFix)	0,1	-	0,1
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (BlackMagicSFT)	6,0	-	6,0
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (Drilling Detergent, DD-EXPORT)	0,6	-	0,6
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (DrillPlex HDD)	1,7	-	1,7
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (OS CL)	0,4	-	0,4
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (POLY-PLUS DRY)	0,075	-	0,075
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (PETRO SQUEEZE)	1,0	-	1,0
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (Evocon Эмульсия)	0,46	-	0,46
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (X Link Rtr)	0,68	-	0,68
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (X Link)	0,53	-	0,53
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (Petro Drilling Detergent)	0,2	-	0,2
Фильтрующий материал аминовых фильтров (полипропиленовое волокно)	2,55	-	2,55
Зеленый уровень опасности			
Древесные отходы	79,965	-	79,965
Использованная спецодежда	1,859	-	1,859
Использованные принтерные картриджи	0,053	-	0,053
Картриджные фильтры для воды	2,71	-	2,71
Лом абразивных материалов	0,04	-	0,04
Металлолом и металлическая стружка	20,143	-	20,143
Огарки сварочных электродов	0,021	-	0,021
Отработанная бытовая техника	2,66	-	2,66
Отработанная геомембрана	16,52	-	16,52
Отработанная оргтехника	2,196	-	2,196
Отработанные баллоны из-под ПГС	0,02	-	0,02
Отработанные воздушные фильтры	2,205	-	2,205
Отработанные газоанализаторы	0,011	-	0,011
Отработанные минифильтры (самоспасатели)	0,08	-	0,08
Отработанные резинотехнические изделия	1,1251	-	1,1251

Отработанные электроспещприборы	0,143	-	0,143
Отработанный активированный уголь	6,43	-	6,43
Отработанный силикагель	0,6	-	0,6
Отходы лаборатории	0,362	-	0,362
Протекторы обсадных колонн	39,82	-	39,82
Строительные отходы	20,0	-	20,0
ТБО	142,613	-	142,613
Фильтрующий материал УСК	5,3	-	5,3
ПРЕДЛАГАЕМЫЕ СПОСОБЫ НЕЙТРАЛИЗАЦИИ И ЗАХОРОНЕНИЯ ОТХОДОВ	Отходы производства и потребления, образующиеся на месторождении Чинаревское, вывозятся на утилизацию сторонними организациями на договорной основе. До вывоза по договорам образующиеся отходы временно накапливаются и хранятся на территории месторождения.		
НАЛИЧИЕ РАДИОАКТИВНЫХ ИСТОЧНИКОВ, ОЦЕНКА ИХ ВОЗМОЖНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ	Образование радиоактивных отходов не планируется.		
ВОЗМОЖНОСТЬ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ			
ПОТЕЦИАЛЬНО ОПАСНЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ЛИНИИ И ОБЪЕКТЫ:	Потенциально-опасными технологическими объектами являются добывающие скважины и технологическое оборудование.		
ВЕРОЯТНОСТЬ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ	разгерметизация технологического аппарата (сосуда): -квасимгновенный выброс вещества (на полное сечение) - 1,0*10-5; - утечка через отверстие 1”-9,0*10-5; -«гилютинный разрыв» (на полное сечение) - 5,0*10-7, (1/(м*год)); -разгерметизация технологического трубопровода: - утечка через отверстие 1” - 9,0*10-6, (1/м*год) - разгерметизация насоса, компрессора или трубопровода внутри помещения - 1,0*10-3 (1/год) -порыв трубопровода – 1,6*10-5, (1/год)		
РАДИУС ВОЗМОЖНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ	-		
КОМПЛЕКСНАЯ ОЦЕНКА ИЗМЕНЕНИЙ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ, ВЫЗВАННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЕМ ОБЪЕКТА, А ТАКЖЕ ЕГО ВЛИЯНИЕ НА УСЛОВИЯ ЖИЗНИ И ЗДОРОВЬЕ НАСЕЛЕНИЯ	Интегральное воздействие (среднее значение) при реализации проектных решений разработки месторождения Чинаревское составляет 24 балла, что соответствует среднему уровню воздействия на компоненты окружающей среды. Изменения в окружающей среде превышают цепь естественных изменений, среда восстанавливается без посторонней помощи частично или в течение нескольких лет. Производственная деятельность в рамках реализации проекта может повлечь за собой изменение социальных условий региона в сторону улучшения благ и увеличения выгод местного населения в сферах экономики, просвещения, здравоохранения, проектируемые работы внесут положительные изменения в социально-экономической сфере региона.		
ПРОГНОЗ СОСТОЯНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ И ВОЗМОЖНЫХ ПОСЛЕДСТВИЙ В СОЦИАЛЬНО-ОБЩЕСТВЕННОЙ СФЕРЕ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ОБЪЕКТА	При надлежащем выполнении мероприятий по охране окружающей среды, предложенных в настоящем проекте, не предполагается негативного воздействия объекта на окружающую среду. Реализация проекта окажет положительное влияние в социально-экономической сфере, в т.ч. увеличится занятость трудоспособного населения, будет развиваться инфраструктура района.		
ОБЯЗАТЕЛЬСТВА ЗАКАЗЧИКА (ИНИЦИАТОРА ХОЗЯЙСТВЕННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ) ПО СОЗДАНИЮ БЛАГОПРИЯТНЫХ УСЛОВИЙ ЖИЗНИ НАСЕЛЕНИЯ В ПРОЦЕССЕ СТРОИТЕЛЬСТВА, ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТА И ЕГО ЛИКВИДАЦИИ	В ходе осуществления планируемых работ заказчик обязуется выполнять и соблюдать нормы и стандарты в области производственной гигиены, охраны труда и охраны окружающей среды, руководствоваться требованиями законодательства в области охраны окружающей среды, действующими в Республики Казахстан в настоящее время.		

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Экологический кодекс РК №400-VI от 02.01.2021 г.
2. Кодекс РК о здоровье народа и системе здравоохранения от 07.07.2020 № 360-VI.
3. Закон РК «О гражданской защите» от 11.04.2014 г. № 188-V (с последними изменениями и дополнениями).
4. Земельный кодекс РК №442-II от 20.06.2003 (с последними изменениями и дополнениями).
5. Водный кодекс РК №481-II от 09.07.2003 (с последними изменениями и дополнениями).
6. Кодекс РК «О недрах и недропользовании» №125-VI от 27.12.2017 г. (с последними изменениями и дополнениями).
7. «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр», утверждены приказом Министра энергетики РК от 15.06.2018 г. №239.
8. «Инструкция по организации и проведению экологической оценки», утверждена Приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280.
9. РНД 211.3.02.05-96 «Рекомендации по проведению оценки воздействия намечаемой хозяйственной деятельности на биоресурсы (почвы, растительность, животный мир), Алматы 1996 г.
10. Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов, п.6.3, утверждены приказом МООС РК № 196-ө от 29.07.2011 г.
11. Сборник методик по расчету выбросов вредных вещества в атмосферу различными производствами. Приказ МООС №324-п от 27 октября 2006 года;
12. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров, РНД 211.2.02.09-2004, Астана 2004 г.;
13. Приказ Министра национальной экономики Республики Казахстан «Об утверждении Гигиенических нормативов к атмосферному воздуху в городских и сельских населенных пунктах» от 28.02.2015 №168.
14. РД 52.04.52-85 «Регулирование выбросов при неблагоприятных метеорологических условиях».

15. «Санитарно-эпидемиологические требования к водоемостникам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов», утверждены Приказом Министра национальной экономики РК от 16.03.2015 г. №209.
16. СНиП РК 4.01-02-2009 «Водоснабжение. Наружные сети и сооружения».
17. РНД 03.1.0.3.01-96 «Порядок нормирования объемов образования и размещения отходов производства».
18. «Классификатор отходов», утвержден приказом Министра ООС РК от 31.05.2007 года № 169-п.
19. СНиП РК 2.04-01-2010 «Строительная климатология».
20. ГОСТ 12.1.003-2014 «Шум. Общие требования безопасности».
21. ГОСТ 12.1.012-90. Вибрационная безопасность. Москва, 1990 г.
22. Научно-методические указания по мониторингу земель РК (Госкомзем, Алматы, 1993 г.).
23. ГОСТ 17.4.3.06-86. Охрана природы. Почвы. Общие требования к классификации почв по влиянию на них химических загрязняющих веществ.
24. «Гигиенические нормативы к безопасности окружающей среды (почве)», утвержденные приказом Министра национальной экономики Республики Казахстан от 25.06.2015 № 452.
25. «Почвы пустынной зоны Казахстана» (региональная характеристика почв) К.Ш.Фаизов.
26. «Пособие по оценке опасности, связанной с возможными авариями на производстве и хранении, использовании, транспортировке больших количеств пожароопасных, взрывоопасных и токсичных веществ», Москва, 1992.
27. «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности». Утверждены Приказом Министра здравоохранения РК № ҚР ДСМ-97 от 26.06.19 г.
28. Гигиенические нормативы «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности», утверждены приказом Министра национальной экономики Республики Казахстан от «27» февраля 2015 года № 155.
29. Отчет о выполнении Программы производственного экологического контроля за 4 квартал 2020 года ТОО «Жайкмунай».

30. Отчет по результатам мониторинга состояния подземных и поверхностных вод в районе Чинаревского НГКМ за 2020 год.
31. План мероприятий по охране окружающей среды к Проекту нормативов предельно-допустимых выбросов (ПДВ) ТОО «Жаикмунай» на 2021 год.
32. Программа повторного обследования радиационной обстановки Чинаревского нефтегазоконденсатного месторождения ТОО «Жаикмунай».
33. Отчет по повторному обследованию радиационной обстановки Чинаревского нефтегазоконденсатного месторождения ТОО «Жаикмунай» за 2020 год.
34. Программа управления отходами производства и потребления ТОО «Жаикмунай».

ПРИЛОЖЕНИЯ



ПРИЛОЖЕНИЕ 1 – СХЕМЫ РАСПОЛОЖЕНИЯ ПРОЕКТНЫХ СКВАЖИН И ИСТОЧНИКОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

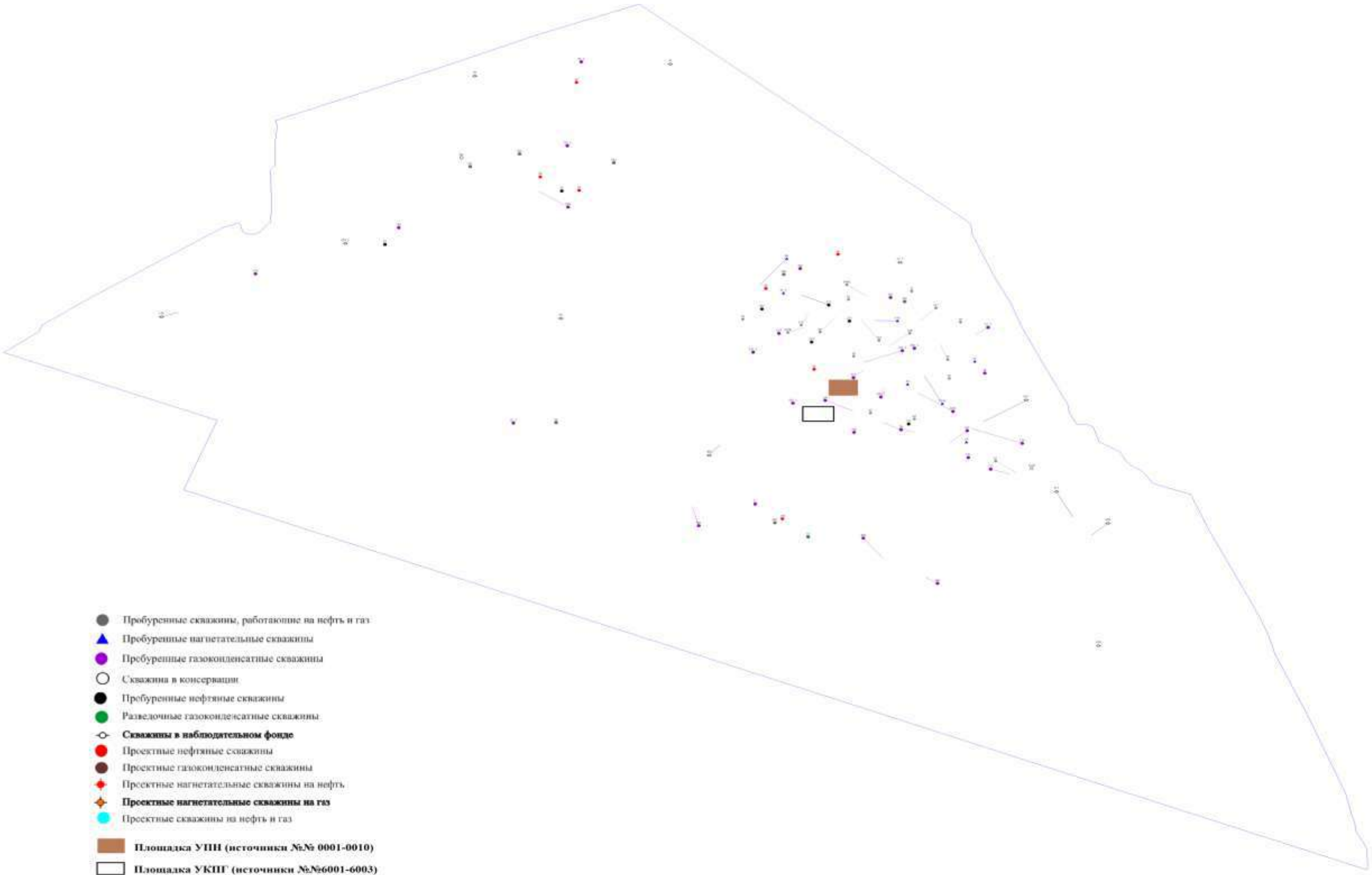


Схема расположения скважин и источников 3В по 1 варианту разработки (масштаб 1:50000)

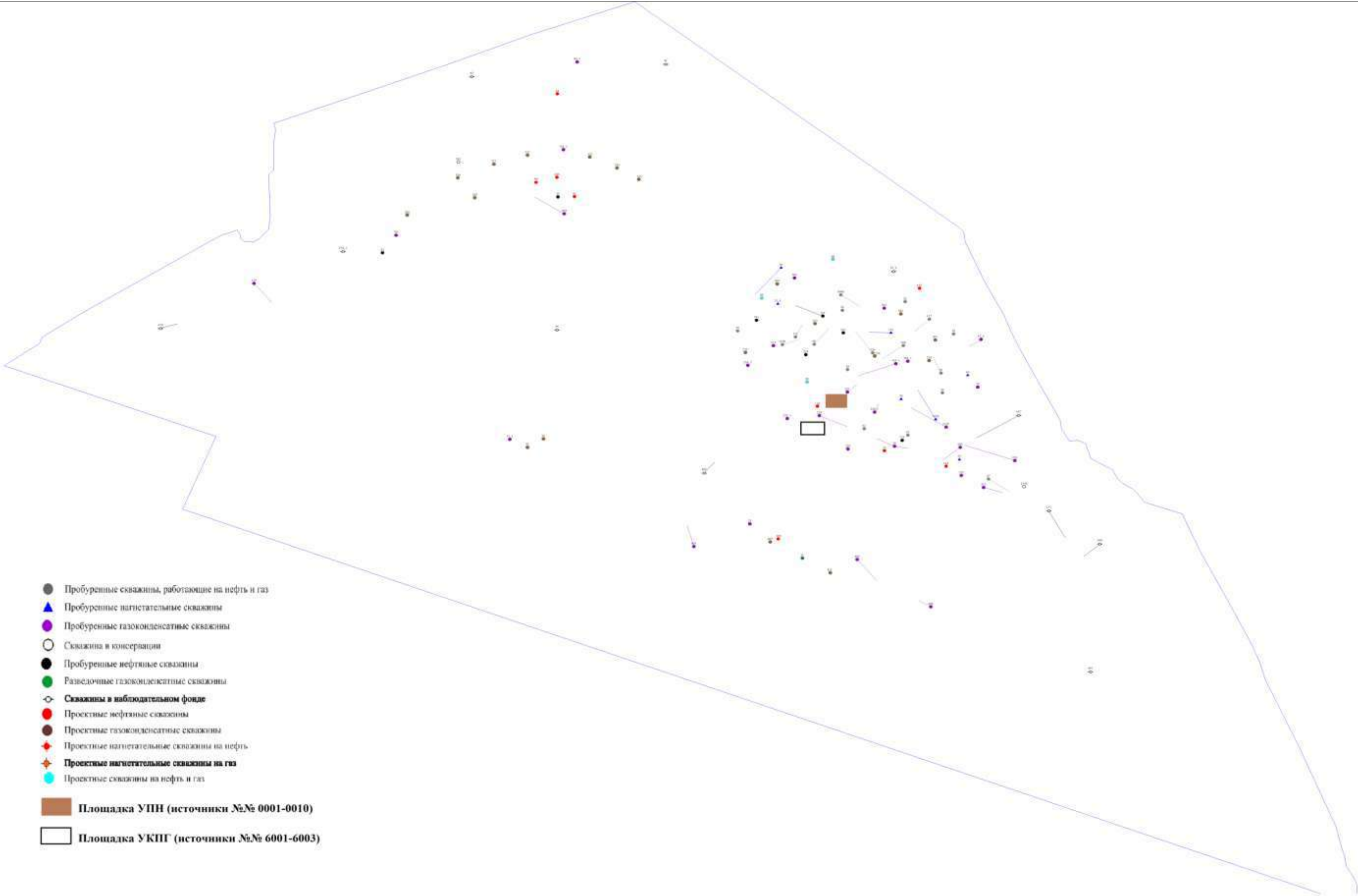


Схема расположения скважин и источников 3В по 2 варианту разработки (масштаб 1:50000)

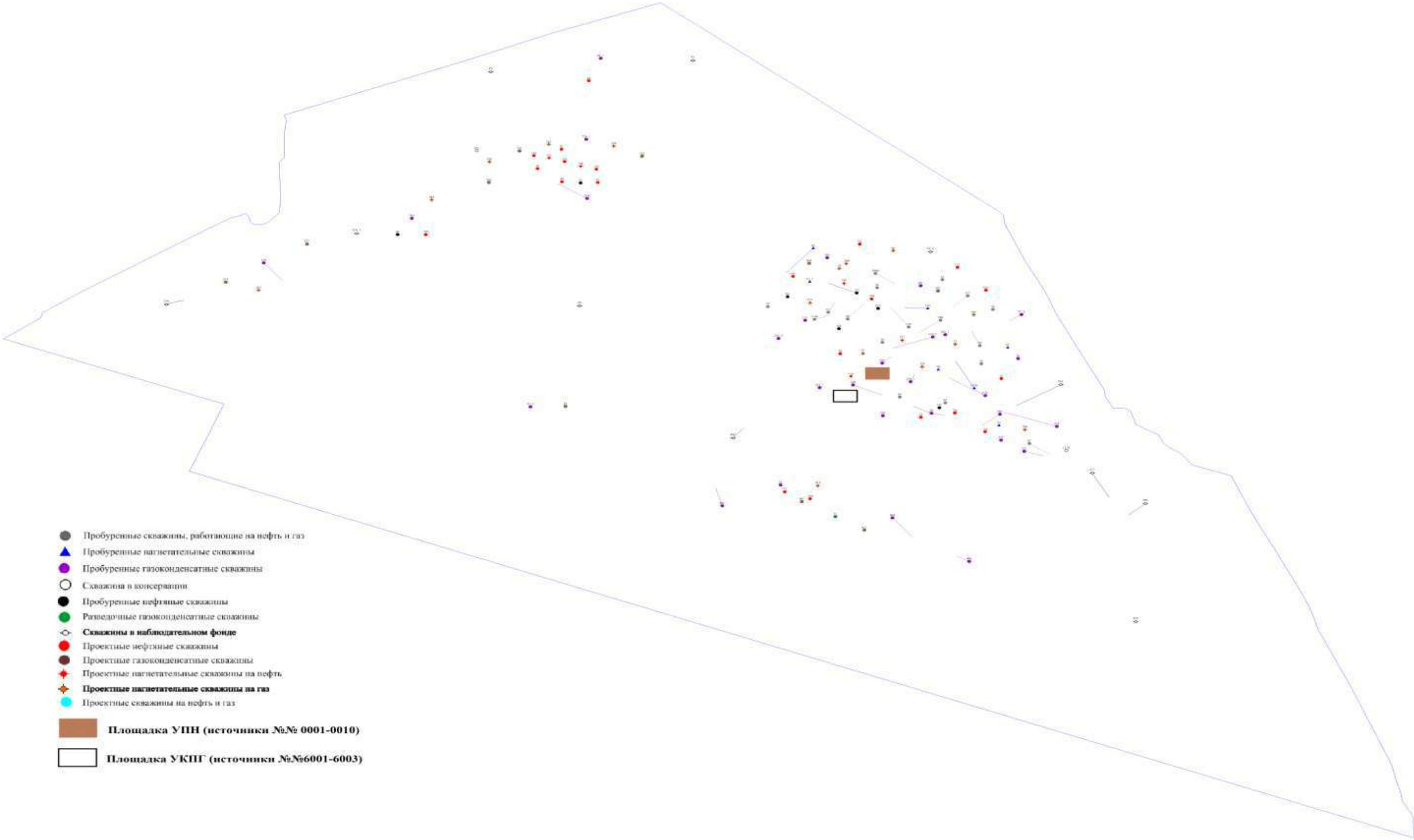


Схема расположения скважин и источников 3В по 3 варианту разработки (масштаб 1:50000)

ПРИЛОЖЕНИЕ 2 – РАСЧЕТЫ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ



1 вариант разработки (рекомендуемый)

2022 год

Источник №0001 - Резервуар нефти 2000 м3						
Исходные данные						
Наименование продукта	макс. объем паровоздушной смеси, выт. из резервуара	количество жидкости, закач.в резервуар	объем резервуара	режим эксплуатации	ССВ	количество резервуаров
	$Vч^{max}$, м ³ /час	B, т/год	Vp, м ³	буферная емкость	понтон отсутствует	Np
нефть	70	60640,0	2000,0			1
температура начала кипения нефти	плотность нефти	время эксплуатации резервуара	время эксплуатации резервуара	давление насыщенных паров нефти	темп-ра жидкости	
tнк, °C	гж, т/м ³	t1, сут/год	t2, час/сут	P38, мм.рт.ст	tж ^{max} , °C	tж ^{min} , °C
49	0,8	365	24	397,53	21,7	5
Табличные данные						
молекулярная масса паров нефти, (согл.Приложения 5)	коэф-т пересчета конц-й насыщ. паров нефти при макс. темп-ре	коэф-т пересчета конц-й насыщ. паров нефти при мин. темп-ре	коэф-т, характер-ций эксплуатац. особ-ти резервуара (согл. Приложения 8)	коэф-т, завис-й от давления насыщ.паров (согл. Приложения 9)	коэф-т, завис-й от годовой оборачиваемости n (согл. Приложения 10	оборачи-ваемость, n=B/(гж*Vp*Np)
m	Kt ^{max}	Kt ^{min}	Kp	Kв	Коб	n
63	0,6	0,35	0,10	1	1,35	38
Расчет						
Валовый выброс		$G=0,294*P_{38}*m*(Kt^{max}*K_{в}+Kt^{min})*Kp^{ср}*Kоб*B/10^7*гж$			т/год	7,1579
Максимально-разовые выбросы		$M=0,163*P_{38}*m*Kt^{max}*Kp^{max}*K_{в}*Vч^{max}/10^4$			г/с	1,7145
Идентификация состава выбросов						
Определяемый параметр	C1-C5	C6-C10	бензол	толуол	ксилол	сероводород
Ci, масс%	72,46	26,8	0,35	0,22	0,11	0,06
Mi, г/с	1,2424	0,4595	0,0060	0,0038	0,0019	0,0010
Gi, т/год	5,1866	1,9183	0,0251	0,0157	0,0079	0,0043

Расчет выполнен в соот. с "Методическими указаниями по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров" РНД 211 2 02.09-2004

Расчет выполнен в соот. с "Методическими указаниями по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров" РНД 211.2.02.09-2004



Источник №0002 - Резервуар нефти 3000 м3						
Исходные данные						
Наименование продукта	макс. объем паровоздушной смеси, выт. из резервуара	количество жидкости, закач.в резервуар	объем резервуара	режим эксплуатации	ССВ	количество резервуаров
	$Vч^{max}$, м ³ /час	B, т/год	Vp, м ³	буферная емкость	понтон отсутствует	Np
нефть	70	90960,0	3000,0			1
температура начала кипения нефти	плотность нефти	время эксплуатации резервуара	время эксплуатации резервуара	давление насыщенных паров нефти	темп-ра жидкости	
tнк, °C	гж, т/м ³	t1, сут/год	t2, час/сут	P38, мм.рт.ст	tж ^{max} , °C	tж ^{min} , °C
49	0,8	365	24	397,53	21,7	5
Табличные данные						
молекулярная масса паров нефти, (согл.Приложения 5)	коэф-т пересчета конц-й насыщ. паров нефти при макс. темп-ре	коэф-т пересчета конц-й насыщ. паров нефти при мин. темп-ре	коэф-т, характер- ций эксплуатац. особ-ти резервуара (согл. Приложения 8)	коэф-т, завис-й от давления насыщ.паров (согл. Приложения 9)	коэф-т, завис-й от годовой оборачиваемости n (согл. Приложения 10)	оборачи- ваемость, n=B/(гж*Vp*Np)
m	Kt ^{max}	Kt ^{min}	Kp	Kв	Коб	n
63	0,6	0,35	0,10	1	1,35	38
Расчет						
Валовый выброс		$G=0,294*P_{38}*m*(Kt^{max}*K_в+Kt^{min})*Kp^{cp}*Коб*B/10^7*гж$			т/год	10,7368
Максимально-разовые выбросы		$M=0,163*P_{38}*m*Kt^{max}*Kp^{max}*K_в*Vч^{max}/10^4$			г/с	1,7145
Идентификация состава выбросов						
Определяемый параметр	C1-C5	C6-C10	бензол	толуол	ксилол	сероводород
Ci, масс%	72,46	26,8	0,35	0,22	0,11	0,06
Mi, г/с	1,2424	0,4595	0,0060	0,0038	0,0019	0,0010
Gi, т/год	7,7799	2,8775	0,0376	0,0236	0,0118	0,0064
Расчет выполнен в соот. с "Методическими указаниями по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров" РНД 211.2.02.09-2004						

Источник №0003 - Печь ППТ-0,2Г									
Исходные данные									
расход топлива			плотность газа	время работы	высота выхлопной трубы	диаметр выхлопной трубы	число форсунок	тепловая мощность печи	
B, кг/ч	Bv, м³/час	B _{год} , м³/год	g, кг/м³	t, час	м	м	n, шт	Гкал/час	Qp, МДж/ч
36	35	301560	1,02	8616	9,9	0,45	1	0,2	838
Табличные и расчетные данные									
содержание серы в топливе	содержание серододорода в топливе	массовая доля жидкого топлива	объем продуктов сгорания	коэф-т избытка воздуха в уходящих газах	энергетический эквивалент топлива (согл. табл.5.1)	Конц-я оксидов азота при сжигании топлива в печах			
S ^r , %	[H ₂ S], %	b, %	V _Г =7,84*A*Bv*Э, м³/ч	A	Э	C _{NOx} =1,073*(180+60b)*Qф/Qp*A ^{0,5} *Vсг/VГ*10 ⁻⁶ , (кг/м³)			
	0,02	0	488,9808	1,1	1,62	0,000346			
фактическая ср.теплопроизводительность	Vсг/VГ (согл. табл.5.1)	низшая теплота сгорания топлива (согл. прил.2.1)	выход оксида углерода при сжигании топлива	потери теп-ты, вследствие мех. неполноты сгорания топлива	параметр, хар-щий кол-во оксидов азота, образующихся на 1 ГДж тепла	коэф-т, зависящий от степени снижения выбросов NOx в рез-те прим-я тех. решений			
		QГ ^f , МДж/м³	Cсо=g3*R*QГ ^f , кг/т	g4, %	K _{NOx} , кг/ГДж	b			
		1700	0,84	37,71	53860,01	0	0,08	0	
Расчет выбросов									
		диоксид серы	оксид углерода	метан	диоксид азота, с учетом окислов азота коэф.трансформации 0,8	оксид азота, с учетом окислов азота коэф.трансформации 0,13			
		Πso2=[2S ^r b+1,88*[H2S]*(1-b)]*10 ⁻² (кг/ч)	Πсо=1,5*B*10 ⁻³ (кг/ч)	Πсн4=1,5*B*10 ⁻³ (кг/ч)	ΠNOx=VГ*CNOx(кг/ч)				
Валовый выброс, т/год		0,0032396	0,4614	0,4614	1,1650	0,1893			
Максимально-разовые выбросы, г/с		0,0001044	0,0149	0,0149	0,0376	0,0061			
Mi=Pi*10 ⁶ /t*3600									
Расход отработавших газов		Qог=VГ/3600		м³/с	0,14				
Ср. ск-ть газовоздушной смеси		W=(4*Qог)/(3,14*d²)		м/с	1,3438				
Расчет выполнен в соот. со "Сборником методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами" -Алматы 1996 г.									

Расчет выполнен в соот. со "Сборником методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами" -Алматы 1996 г.



Источник №0004 - Печь П-1 (УДН)									
Исходные данные									
расход топлива			плотность газа	время работы	высота выхлопной трубы	диаметр выхлопной трубы	число форсунок	тепловая мощность печи	
B, кг/ч	B _в , м ³ /час	B _{год} , м ³ /год	g, кг/м ³	t, час	м	м	n, шт	Гкал/час	Q _p , МДж/ч
87	85	732360	1,02	8616	9,9	0,45	1	0,63	2639,7
Табличные и расчетные данные									
содержание серы в топливе	содержание серодорода в топливе	массовая доля жидкого топлива	объем продуктов сгорания	коэф-т избытка воздуха в уходящих газах	энергетический эквивалент топлива (согл. табл.5.1)	Конц-я оксидов азота при сжигании топлива в печах			
S ^r , %	[H ₂ S], %	b, %	V _г =7,84*A*B _в *Э, м ³ /ч	A	Э	C _{NOx} =1,073*(180+60b)*Q _ф /Q _p *A ^{0,5} *V _{сг} /V _г *10 ⁻⁶ , (кг/м ³)			
	0,02	0	1187,5248	1,1	1,62	0,000266			
фактическая ср.теплопроизводительность	V _{сг} /V _г (согл. табл.5.1)	низшая теплота сгорания топлива (согл. прил.2.1)	выход оксида углерода при сжигании топлива	потери теп-ты, вследствие мех. неполноты сгорания топлива	параметр, характеризующий кол-во оксидов азота, образующихся на 1 ГДж тепла	коэф-т, зависящий от степени снижения выбросов NOx в результате применения тех. решений			
		Q _г ^r , МДж/м ³	C _{co} =g ₃ *R*Q _г ^r , кг/т	g ₄ , %	K _{NOx} , кг/ГДж	b			
		37,71	130802,89	0	0,08	0			
Расчет выбросов									
		диоксид серы	оксид углерода	метан	диоксид азота, с учетом окислов азота коэф.трансформации 0,8	оксид азота, с учетом окислов азота коэф.трансформации 0,13			
		Π _{so2} =[2S ^r b+1,88*[H ₂ S]*(1-b)]*10 ⁻² (кг/ч)	Π _{co} =1,5*B*10 ⁻³ (кг/ч)	Π _{сн4} =1,5*B*10 ⁻³ (кг/ч)	Π _{NOx} =V _г *C _{NOx} (кг/ч)				
Валовый выброс, т/год		0,0032396	1,1205	1,1205	2,1813	0,3545			
Максимально-разовые выбросы, г/с		0,0001044	0,0361	0,0361	0,0703	0,0114			
M _i =Π _i *10 ⁶ /t*3600									
Расход отработавших газов		Q _{ог} =V _г /3600		м ³ /с	0,33				
Ср. скорость газозооушной смеси		W=(4*Q _{ог})/(3,14*d ²)		м/с	3,2636				
Расчет выполнен в соот. со "Сборником методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами" -Алматы 1996 г.									



Источник №0005 - Печь П-2 (УДН)									
Исходные данные									
расход топлива			плотность газа	время работы	высота выхлопной трубы	диаметр выхлопной трубы	число форсунок	тепловая мощ-ть печи	
B, кг/ч	Bv, м³/час	B _{год} , м³/год	g, кг/м³	t, час	м	м	n, шт	Гкал/час	Qp, МДж/ч
12	12	103392	1,02	8616	9,9	0,45	1	0,63	2639,7
Табличные и расчетные данные									
содержание серы в топливе	содержание серодорода в топливе	массовая доля жидкого топлива	объем продуктов сгорания	коэф-т избытка воздуха в уходящих газах	энергетический эквивалент топлива (согл. табл.5.1)	Конц-я оксидов азота пир сжигании топлива в печах			
S ^r , %	[H ₂ S], %	b, %	V _г =7,84*A*Bv*Э, м³/ч	Λ	Э	C _{NOx} =1,073*(180+60b)*Qф/Qp*A ^{0,5} *Vсг/Vг*10 ⁻⁶ , (кг/м³)			
	0,02	0	167,6506	1,1	1,62	0,000038			
фактическая ср.теплопроизводительность	Vсг/Vг (согл. табл.5.1)	низшая теплота сгорания топлива (согл. прил.2.1)	выход оксида углерода при сжигании топлива	потери теп-ты, вследствие мех. неполноты сгорания топлива	параметр, хар-щий кол-во оксидов азота, образующихся на 1 ГДж тепла	коэф-т, зависящий от степени снижения выбросов NOx в рез-те прим-я тех. решений			
Qф=29,4*Э*B/n, МДж/ч		Q _г ^r , МДж/м³	Cco=g ₃ *R*Q _г ^r , кг/т	g ₄ , %	K _{NOx} , кг/ГДж	b			
583	0,84	37,71	18466,29	0	0,08	0			
Расчет выбросов									
		диоксид серы	оксид углерода	метан	диоксид азота, с учетом окислов азота коэф.трансформации 0,8	оксид азота, с учетом окислов азота коэф.трансформации 0,13			
		Πso ₂ =[2S ^r b+1,88*[H2S]*(1-b)]*10 ⁻² (кг/ч)	Πco=1,5*B*10 ⁻³ (кг/ч)	Πсн4=1,5*B*10 ⁻³ (кг/ч)	ΠNO _x =Vг*CNO _x (кг/ч)				
Валовый выброс, т/год		0,0032396	0,1582	0,1582	0,0435	0,0071			
Максимально-разовые выбросы, г/с		0,0001044	0,0051	0,0051	0,0014	0,0002			
Mi=Πi*10 ⁶ /t*3600									
Расход отработавших газов		Qог=Vг/3600		м³/с	0,05				
Ср. ск-ть газозвдушной смеси		W=(4*Qог)/(3,14*d²)		м/с	0,4607				
Расчет выполнен в соот. со "Сборником методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами" -Алматы 1996 г.									



Расчет валовых выбросов

Список литературы:

1. "Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей". Министерство охраны окружающей среды РК. РНД. Астана 2008г.
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух. (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005

Площадка: месторождение Чинаревское 1 вариант 2022 год

Цех: УПН

Источник: 0006,0007

Наименование: факельные дежурные горелки

Тип: Высотная

Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь

Тип месторождения: сернистое

1. РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Таблица процентного содержания составляющих смеси.

Состав смеси задавался в объемных долях.

Компонент	[%] об.	[%] мас.	Молек. мас.	Плотность
Метан (CH ₄)	74.88	52.5620093	16.043	0.7162
Этан (C ₂ H ₆)	7.74	10.1834498	30.07	1.3424
Пропан (C ₃ H ₈)	3.94	7.60196395	44.097	1.9686
Бутан (C ₄ H ₁₀)	2.51	6.38336613	58.124	2.5948
Пентан (C ₅ H ₁₂)	5.04	15.9108518	72.151	3.2210268
Азот (N ₂)	5.68	6.96265704	28.016	1.2507
Диоксид углерода (CO ₂)	0.19	0.36587722	44.011	1.9648
Сероводород (H ₂ S)	0.02	0.02982466	34.082	1.5215

Молярная масса смеси M , кг/моль (прил.3, (5)) : **22.8549071**

Плотность сжигаемой смеси R_o , кг/м³ : **1.02**

Показатель адиабаты K (23) :

$$K = \frac{N}{\sum_{i=1}^N (K_i * [i]_o)} = 1.201146$$

где (K_i) – показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;

$[i]_o$ – объемные единицы составляющих смеси, %;

Скорость распространения звука в смеси W_{36} , м/с (прил.6) :

$$W_{36} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.201146 * (30 + 273) / 22.8549071)^{0.5} = 365.1325733$$

где T_o – температура смеси, град.С;

Объемный расход B , м³ /с: **0.004333**

Скорость истечения смеси $W_{ист}$, м/с (3) :

$$W_{ист} = 4 * B / (\pi * d^2) = 4 * 0.004333 / (3.141592654 * 0.5^2) = 0.022067788$$

Массовый расход G , г/с (2) :

$$G = 1000 * B * R_o = 1000 * 0.004333 * 1.02 = 4.41966$$



Проверка условия беспламенного горения, т.к. $W_{уст} / W_{зв} = 0.000060438 < 0.2$, горение сажевое.

2. РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси n : **0.9984**

Массовое содержание углерода $[C]_M$, % (прил.3, (8)):

$$[C]_M = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_0) / ((100 - [нег]_0) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_0) / ((100 - 0) * 22.8549071) =$$

72.25231732

где x_i – число атомов углерода;

$[нег]_0$ – общее содержание негорючих примесей, %: ****;

величиной $[нег]_0$ можно пренебречь, т.к. ее значение не превышает 3%;

Расчет мощности выброса метана, оксида углерода, оксидов азота, сажи M_i , г/с: (1)

$$M_i = UB_i * G$$

где UB_i – удельные выбросы вредных веществ, г/г;

0.8, 0.13 – коэффициенты трансформации оксидов азота в атмосфере ([2], п.2.2.4)

Код	Примесь	УВ г/г	М г/с
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный)	0.02	0.0883932
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	0.0106072
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	0.0017237
0410	Метан (727*)	0.0005	0.00220983
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.00883932

Мощность выброса диоксида углерода M_{co2} , г/с (6):

$$M_{co2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_M + [CO2]_M) - M_{co} - M_{ch4} - M_c = 0.01 * 4.4196600 * (3.67 * 0.9984000 * 72.2523173 + 0.3658772) - 0.0883932 - 0.0022098 - 0.0088393 = 11.61741292$$

где $[CO2]_M$ – массовое содержание диоксида углерода, %;

M_{co} – мощность выброса оксида углерода, г/с;

M_{ch4} – мощность выброса метана, г/с;

M_c – мощность выброса сажи, г/с;

Массовое содержание серы $[S]_M$, %:

$$[S]_M = \sum_{i=1}^N ([i]_M * A_s * x_i / M_s) = \sum_{i=1}^N ([i]_M * 32.066 * x_i / M_s) = 0.028060494$$

где A_s – атомная масса серы;

x_i – количество атомов серы;

M_s – молярная масса составляющей смеси содержащая атомы серы;

$[i]_M$ – массовые единицы составляющих смеси, %;

Мощность выброса диоксида серы M_{so2} , г/с (7):

$$M_{so2} = 0.02 * [S]_M * G * n = 0.02 * 0.028060494 * 4.41966 * 0.9984 = 0.002476388$$

Мощность выброса сероводорода M_{h2s} , г/с (8):



$$M_{h2s} = 0.01 * [H2S]_m * G * (1-n) = 0.01 * 0.029824667 * 4.41966 * (1-0.9984) = 0.000002109$$

3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания $Q_{нз}$, ккал/м³ (прил.3, (1)):

$$Q_{нз} = 85.5 * [CH4]_o + 152 * [C2H6]_o + 218 * [C3H8]_o + 283 * [C4H10]_o + 349 * [C5H12]_o + 56 * [H2S]_o = 85.5 * 74.88 + 152 * 7.74 + 218 * 3.94 + 283 * 2.51 + 349 * 5.04 + 56 * 0.02 = 10908.05$$

где $[CH2]_o$ – содержание метана, %;

$[C2H6]_o$ – содержание этана, %;

$[C3H8]_o$ – содержание пропана, %;

$[C4H10]_o$ – содержание бутана, %;

$[C5H12]_o$ – содержание пентана, %;

Доля энергии теряемая за счет излучения E (11):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (22.8549071)^{0.5} = 0.229472669$$

Объемное содержание кислорода $[O2]_o$, %:

$$[O2]_o = \sum_{i=1}^N ([i]_o * A_o * x_i / M_o) = \sum_{i=1}^N ([i]_o * 16 * x_i / M_o) = 0.138147281$$

где A_o – атомная масса кислорода;

x_i – количество атомов кислорода;

M_o – молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_o , м³/м³ (13):

$$V_o = 0.0476 * (1.5 * [H2S]_o + \sum_{i=1}^N ((x+y/4) * [C_xH_y]_o) - [O2]_o) = 0.0476 * (1.5 * 0.02 + \sum_{i=1}^N ((x+y/4) * [C_xH_y]_o) - 0.138147281) = 12.04645819$$

где x – число атомов углерода;

y – число атомов водорода;

Количество газовойоздушной смеси, полученное при сжигании 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_{nc} , м³/м³ (12):

$$V_{nc} = 1 + V_o = 1 + 12.04645819 = 13.04645819$$

Предварительная теплоемкость газовойоздушной смеси C_{nc} , ккал/(м³ * град.С): 0.4

Ориентировочное значение температуры горения T_2 , град.С (10):

$$T_2 = T_o + (Q_{нз} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 30 + (10908.05 * (1-0.229472669) * 0.9984) / (13.04645819 * 0.4) = 1638.00399$$

где T_o – температура смеси или газа, град.С;

при условии, что $1500 < T_o < 1800$, $C_{nc} = 0.39$

Температура горения T_2 , град.С (10):

$$T_2 = T_o + (Q_{нз} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 30 + (10908.05 * (1-0.229472669) * 0.9984) / (13.04645819 * 0.39) = 1679.234861$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовойоздушной смеси V_1 , м³/с (14):

$$V_1 = B * V_{nc} * (273 + T_2) / 273 = 0.004333 * 13.04645819 * (273 + 1679.234861) / 273 = 0.404250655$$

Длина факела $L_{фн}$, м:



$$L_{фн} = 15 * d = 15 * 0.5 = 7.5$$

Высота источника выброса вредных веществ H , м (16):

$$H = L_{фн} + h_е = 7.5 + 15 = 22.5$$

где $h_е$ – высота факельной установки от уровня земли, м;

5. РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА (W_o)

Диаметр факела $D_{ф}$, м (29):

$$D_{ф} = 0.14 * L_{фн} + 0.49 * d = 0.14 * 7.5 + 0.49 * 0.5 = 1.295$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовой смеси (W_o), (м/с):

$$W_o = 1.27 * V_1 / D_{ф}^2 = 1.27 * 0.404250655 / 1.295^2 = 0.306136362$$

6. РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс i -ого вредного вещества рассчитывается по формуле Π_i , т/год (30):

$$\Pi_i = 0.0036 * \tau * M_i$$

где τ – продолжительность работы факельной установки, ч/год: **8424**;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный)	0.0883932	2.68064754
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.010607184	0.321677705
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.001723667	0.052272627
0410	Метан (727*)	0.00220983	0.067016189
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.00883932	0.268064754
0380	Диоксид углерода	11.61741292	352.3143111
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Серни	0.002476388	0.075099943
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000002109	0.00006396

Площадка: месторождение Чинаревское 1 вариант 2022 год

Цех: УПН

Источник: 0006,0007

Наименование: факельные установки (технологически неизбежное сжигание)

Тип: Высотная

Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь

Тип месторождения: сернистое

1. РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Таблица процентного содержания составляющих смеси.

Состав смеси задавался в объемных долях.

Компонент	[%]об.	[%]мас.	Молек.мас.	Плотность
Метан(CH4)	74.88	52.5620093	16.043	0.7162
Этан(C2H6)	7.74	10.1834498	30.07	1.3424
Пропан(C3H8)	3.94	7.60196395	44.097	1.9686
Бутан(C4H10)	2.51	6.38336613	58.124	2.5948
Пентан(C5H12)	5.04	15.9108518	72.151	3.2210268
Азот(N2)	5.68	6.96265704	28.016	1.2507
Диоксид углерода(CO2)	0.19	0.36587722	44.011	1.9648
Сероводород(H2S)	0.02	0.02982466	34.082	1.5215



Молярная масса смеси M , кг/моль (прил.3,(5)): **22.8549071**

Плотность сжигаемой смеси R_o , кг/м³: **1.02**

Показатель адиабаты K (23):

$$K = \sum_{i=1}^N (K_i * [i]_o) = 1.201146$$

где (K_i) - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;

$[i]_o$ - объемные единицы составляющих смеси, %;

Скорость распространения звука в смеси W_{36} , м/с (прил.6):

$$W_{36} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.201146 * (30 + 273) / 22.8549071)^{0.5} = 365.1325733$$

где T_o - температура смеси, град.С;

Объемный расход B , м³/с: **3.06**

Скорость истечения смеси $W_{ист}$, м/с (3):

$$W_{ист} = 4 * B / (\pi * d^2) = 4 * 3.06 / (3.141592654 * 0.5^2) = 15.58445203$$

Массовый расход G , г/с (2):

$$G = 1000 * B * R_o = 1000 * 3.06 * 1.02 = 3121.2$$

Проверка условия беспламенного горения, т.к. $W_{ист} / W_{36} = 0.042681626 < 0.2$, горение сажевое.

2.РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси n : **0.9984**

Массовое содержание углерода $[C]_m$, % (прил.3,(8)):

$$[C]_m = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - [нег]_o) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - 0) * 22.8549071) = 72.25231732$$

где x_i - число атомов углерода;

$[нег]_o$ - общее содержание негорючих примесей, %: *****;

величиной $[нег]_o$ можно пренебречь, т.к. ее значение не превышает 3%;

Расчет мощности выброса метана, оксида углерода, оксидов азота, сажи M_i , г/с: (1)

$$M_i = UB_i * G$$

где UB_i - удельные выбросы вредных веществ, г/г;

0.8, 0.13 - коэффициенты трансформации оксидов азота в атмосфере ([2],п.2.2.4)

Код	Примесь	УВ г/г	М г/с
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный)	0.02	62.4240000
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	7.4908800
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	1.2172680
0410	Метан (727*)	0.0005	1.5606000
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	6.2424000

Мощность выброса диоксида углерода M_{co2} , г/с (6):

$$M_{co2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_m + [CO2]_m) - M_{co} - M_{ch4} - M_c = 0.01 * 3121.200000 * (3.67 * 0.9984000 * 72.2523173 + 0.3658772) - 62.4240000 - 1.5606000 - 6.2424000 = 8204.311916$$

где $[CO2]_m$ - массовое содержание диоксида углерода, %;



M_{co} - мощность выброса оксида углерода, г/с;

M_{ch4} - мощность выброса метана, г/с;

M_c - мощность выброса сажи, г/с;

Массовое содержание серы $[S]_m$, %:

$$[S]_m = \sum_{i=1}^N ([i]_m * A_s * x_i / M_s) = \sum_{i=1}^N ([i]_m * 32.064 * x_i / M_s) = 0.028058744$$

где A_s - атомная масса серы;

x_i - количество атомов серы;

M_s - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы серы;

$[i]_m$ - массовые единицы составляющих смеси, %;

Мощность выброса диоксида серы M_{so2} , г/с (7):

$$M_{so2} = 0.02 * [S]_m * G * n = 0.02 * 0.028058744 * 3121.2 * 0.9984 = 1.748736591$$

Мощность выброса сероводорода M_{h2s} , г/с (8):

$$M_{h2s} = 0.01 * [H2S]_m * G * (1-n) = 0.01 * 0.029824667 * 3121.2 * (1-0.9984) = 0.00148942$$

3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания $Q_{нз}$, ккал/м³ (прил.3,(1)):

$$Q_{нз} = 85.5 * [CH4]_o + 152 * [C2H6]_o + 218 * [C3H8]_o + 283 * [C4H10]_o + 349 * [C5H12]_o + 56 * [H2S]_o = 85.5 * 74.88 + 152 * 7.74 + 218 * 3.94 + 283 * 2.51 + 349 * 5.04 + 56 * 0.02 = 10908.05$$

где $[CH2]_o$ - содержание метана, %;

$[C2H6]_o$ - содержание этана, %;

$[C3H8]_o$ - содержание пропана, %;

$[C4H10]_o$ - содержание бутана, %;

$[C5H12]_o$ - содержание пентана, %;

Доля энергии теряемая за счет излучения E (11):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (22.8549071)^{0.5} = 0.229$$

Объемное содержание кислорода $[O2]_o$, %:

$$[O2]_o = \sum_{i=1}^N ([i]_o * A_o * x_i / M_o) = \sum_{i=1}^N ([i]_o * 16 * x_i / M_o) = 0.138147281$$

где A_o - атомная масса кислорода;

x_i - количество атомов кислорода;

M_o - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_o , м³/м³ (13):

$$V_o = 0.0476 * (1.5 * [H2S]_o + \sum_{i=1}^N ((x+y)/4 * [CxHy]_o) - [O2]_o) = 0.0476 * (1.5 * 0.02 + \sum_{i=1}^N ((x+y)/4 * [CxHy]_o) - 0.138147281) = 12.04645819$$

где x - число атомов углерода;

y - число атомов водорода;

Количество газовойоздушной смеси, полученное при сжигании 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_{nc} , м³/м³ (12):

$$V_{nc} = 1 + V_o = 1 + 12.04645819 = 13.04645819$$

Предварительная теплоемкость газовойоздушной смеси C_{nc} , ккал/(м³*град.С): **0.4**



Ориентировочное значение температуры горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{nc} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 30 + (10908.05 * (1-0.229) * 0.9984) / (13.04645819 * 0.4) = 1638.990398$$

где T_o - температура смеси или газа, град.С;

при условии, что $1500 \leq T_o < 1800$, $C_{nc} = 0.39$

Температура горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{nc} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 30 + (10908.05 * (1-0.229) * 0.9984) / (13.04645819 * 0.39) = 1680.246562$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовой смеси V_1 , м³/с (14):

$$V_1 = B * V_{nc} * (273 + T_z) / 273 = 3.06 * 13.04645819 * (273 + 1680.246562) / 273 = 285.6330614$$

Длина факела L_{fn} , м:

$$L_{fn} = 15 * d = 15 * 0.5 = 7.5$$

Высота источника выброса вредных веществ H , м (16):

$$H = L_{fn} + h_g = 7.5 + 15 = 22.5$$

где h_g - высота факельной установки от уровня земли, м;

5. РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА (W_o)

Диаметр факела D_f , м (29):

$$D_f = 0.14 * L_{fn} + 0.49 * d = 0.14 * 7.5 + 0.49 * 0.5 = 1.295$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовой смеси (W_o), (м/с):

$$W_o = 1.27 * V_1 / D_f^2 = 1.27 * 285.6330614 / 1.295^2 = 216.3080384$$

6. РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс i -ого вредного вещества рассчитывается по формуле Π_i , т/год (30):

$$\Pi_i = 0.0036 * \tau * M_i$$

где τ - продолжительность работы факельной установки, ч/год: 336;

Код	Примесь	Выброс з/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный)	62.424	75.5080704
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	7.49088	9.060968448
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1.217268	1.472407373
0410	Метан (727*)	1.5606	1.88770176
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	6.2424	7.55080704
0380	Диоксид углерода	8204.311916	9923.935693
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Серни	1.748736591	2.11527178
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00148942	0.001801602

Источник №0008-0010 - Резервуар конденсата 5000 м3						
Исходные данные						
Наименование продукта	макс. объем паровоздушной смеси, выт. из резервуара	количество жидкости, закач.в резервуар	объем резервуара	количество резервуаров		
	$Vч^{max}$, м³/час	B, т/год	Vp , м³	Np		
конденсат	75	51600,0	5000,0	1		
температура начала кипения нефти	плотность нефти	время эксплуатации резервуара	время эксплуатации резервуара	давление насыщенных паров нефти	темп-ра жидкости	
тнк, °C	гж, т/м³	t₁, сут/год	t₂, час/сут	P₃₈, мм.рт.ст	тж ^{max} , °C	тж ^{min} , °C
49	0,7526	365	24	397,53	21,7	5
Табличные данные						
молекулярная масса паров нефти, (согл.Приложения 5)	коэф-т пересчета конц-й насыщ. паров нефти при макс. темп-ре	коэф-т пересчета конц-й насыщ. паров нефти при мин. темп-ре	коэф-т, характе- рщй эксплуатац. особ-ти резервуара (согл. Приложения 8)	коэф-т, завис-й от давления насыщ.паров (согл. Приложения 9)	коэф-т, завис-й от годовой оборачиваемости n (согл. Приложения 10)	оборачи-ваемость, n=B/(гж *Vp*Np)
m	Kt ^{max}	Kt ^{min}	Kp	Kв	Коб	n
63	1,08	0,59	0,56	1	1,35	14
Расчет						
Валовый выброс		$G=0,294 \cdot P_{38} \cdot m \cdot (Kt^{max} \cdot K_b + Kt^{min}) \cdot Kp^{cp} \cdot K_{об} \cdot B / 10^7 \cdot g_{ж}$			т/год	63,7355
Максимально-разовые выбросы		$M=0,163 \cdot P_{38} \cdot m \cdot Kt^{max} \cdot Kp^{max} \cdot K_b \cdot Vч^{max} / 10^4$			г/с	18,5170
Идентификация состава выбросов						
Определяемый параметр	C1-C5	C6-C10	бензол	толуол	ксилол	сероводород
Ci, масс%	72,46	26,8	0,35	0,22	0,11	0,06
Mi, г/с	13,4174	4,9626	0,0648	0,0407	0,0204	0,0111
Gi, т/год	46,1828	17,0811	0,2231	0,1402	0,0701	0,0382
Расчет выполнен для одного резервуара, всего - 3 ед.						
Расчет выполнен в соответствии с "Методическими указаниями по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров" РНД 211.2.02.09-2004						



Источник №6001 Площадка УКПГ-1/2

Выбросы приняты согласно ««Проекту нормативов предельно-допустимых выбросов в атмосферу (ПДВ) для ТОО «Жаикмунай» на 2021 год».

Код в-ва	Наименование вещества	Выброс Вещества, г/с	Выброс вещества, т/год
150	Натрий гидроксид	0,000039	0,001025
151	Ди натрий гидрат	0,000039	0,001025
301	Азота диоксид	62,094791	132,223369
302	Азотная кислота	0,0015	0,03942
303	Аммиак	0,000147	0,003863
304	Азота оксид	12,176393	82,502564
316	Соляная кислота	0,000396	0,010408
322	Серная кислота	0,000081	0,002105
328	Сажа	38,552446	24,488855
330	Диоксид серы	5,895625	41,194871
331	Сера	0,045663	1,315356
333	Сероводород	0,35408847	0,756719884
337	Оксид углерода	455,313084	609,732726
410	Метан	19,510755	49,160894
415	Углеводороды C1-C5	31,5945041	68,535892
416	Углеводороды C6-C10	0,66353711	4,59988711
602	Бензол	0,009849	0,0196
616	Диметилбензол	0,059196	0,1146759
621	Метилбензол	0,004624	0,00644
703	Бензапирен	0,0000089	0,00000018
906	Тетрахлорметан	0,00147	0,038632
1023	Дигликоль	0,20352913	1,447138453
1042	Бутиловый спирт	0,044444	0,075
1052	Метанол	0,329723	1,994094
1061	Этиловый спирт	0,00501	0,131663
1325	Формальдегид	0,085365	0,001807
1401	Ацетон	0,001911	0,050221
1555	Уксусная кислота	0,00057	0,01498
1716	Смесь природных меркаптанов	0,000204452	0,000999574
1880	Диэтаноламин	0,15088067	0,87693313
2049	Красители органические анионные	0,014577	0,049197
2735	Масло нефтяное	0,104779	0,20716
2752	Уайт-спирит	0,014577	0,049197
2754	Углеводороды C12-C19	2,113452	1,768413
2902	Взвешенные вещества	0,2072	1,764705
2930	Пыль абразивная	0,0026	0,032011
	ВСЕГО:	629,5570588	1023,211847

Источник №6002 Площадка УКПГ-3

Выбросы приняты согласно ««Проекту нормативов предельно-допустимых выбросов в атмосферу (ПДВ) для ТОО «Жаикмунай» на 2021 год».

Код в-ва	Наименование вещества	Выброс вещества г/с	Выброс вещества, т/год
123	Оксид железа	0,003326	0,004383
143	Марганец и его соединения	0,000286	0,000377
301	Азота (IV) диоксид (4)	8,161975	30,793791
304	Азот (II) оксид (6)	7,350376	51,656161
328	Углерод (593)	2,710894	7,0822
330	Сера диоксид (526)	169,223796	65,115241
333	Сероводород	0,165088	0,697439
337	Углерод оксид (594)	52,9732	267,806933
342	Фтористые газообразные соединения	0,000233	0,000308
344	Фториды	0,001027	0,001353
410	Метан (734*)	7,219107	125,970585
415	Углеводороды C1-C5	3,046192	92,116814
416	Углеводороды C6-C10	0,235989	7,136309
703	Бенз/а/пирен (54)	0,0000024	0,000000003
1023	Дигликоль	0,358337	10,836116
1034	Пропан-1,2-диол (1026*)	1,384566	4,3017542
1052	Метанол (343)	0,133612	2,00798
1325	Формальдегид (619)	0,024167	0,000025
1716	Смесь природных меркаптанов	0,0037074	0,0006262
2735	Масло минеральное нефтяное	0,063291	1,766677
2754	Углеводороды предельные C12-19	0,6817023	2,691185
2902	Взвешенные частицы (вещества)	0,12336	0,601413
2908	Пыль неорганическая: 70-20%	0,000436	0,000574
2930	Пыль абразивная (1046*)	0,00066	0,001159
3401	Ди(2-гидроксиэтил)метиламин (370*)	0,058195	1,759835
	ВСЕГО:	253,9235251	672,3492384

Источник №6003 Площадка ГТЭС-26МВт

Выбросы приняты согласно ««Проекту нормативов предельно-допустимых выбросов в атмосферу (ПДВ) для ТОО «Жаикмунай» на 2021 год».

Код в-ва	Наименование вещества	Выброс Вещества, г/с	Выброс вещества, т/год
301	Азота диоксид	4,09896	82,497626
304	Азота оксид	0,666081	13,405864
330	Диоксид серы	0,013713	0,405203
333	Сероводород	0,00000121	0,000042
337	Оксид углерода	34,397289	1016,398613
410	Метан	4,986582	147,347514
415	Углеводороды C1-C5	0,129584	7,070036
416	Углеводороды C6-C10	0,0000225	0,001232
1716	Смесь меркаптанов	0,00000121	0,000073
2735	Масло нефтяное	0,042858	1,35158
	ВСЕГО:	44,33509192	1268,477783

Источник №6004 - Площадка добывающих скважин								
Исходные и табличные данные								
вид технологического потока	количество ЗРА		расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность		расчетная величина утечки		суммарные выбросы	
	ЗРА	фланцевые соединения	ЗРА	фланцевые соединения	ЗРА	фланцевые соединения		
	шт	шт			кг/час	кг/час		кг/час
нефть-газ	11	25	0,365	0,05	0,012996	0,000396	0,0527	
Расчет								
Валовый выброс		т/год	0,4614					
Максимально-разовые выбросы		г/с	0,0146					
Идентификация состава выбросов								
Определяемый	C1-C5	C6-C10	бензол	толуол	ксилол	сероводород		
Ci, масс%	72,46	26,8	0,35	0,22	0,11	0,06		
Mi, г/с	0,0106021	0,0039213	0,0000512	0,0000322	0,0000161	0,00000878		
Gi, т/год	0,3343476	0,1236616	0,0016150	0,0010151	0,0005076	0,0002769		
Расчет выполнен на 1 скважину								
Всего - 27 скв.								
Исходные и табличные данные								
вид технологического потока	количество ЗРА		расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность		расчетная величина утечки		суммарные выбросы	
	ЗРА	фланцевые соединения	ЗРА	фланцевые соединения	ЗРА	фланцевые соединения		
	шт	шт			кг/час	кг/час		кг/час
газ-конденсат	10	22	0,293	0,03	0,020988	0,000720	0,0620	
Расчет								
Валовый выброс		т/год	0,5429					
Максимально-разовые выбросы		г/с	0,0172					
Идентификация состава выбросов								
Определяемый	C1-C5	C6-C10	бензол	толуол	ксилол	сероводород		
Ci, масс%	72,46	26,8	0,35	0,22	0,11	0,06		
Mi, г/с	0,0124732	0,0046133	0,0000602	0,0000379	0,0000189	0,00001033		
Gi, т/год	0,3933546	0,1454858	0,0019000	0,0011943	0,0005971	0,0003257		
Расчет выполнен на 1 скважину								
Всего - 39 скв.								

1 вариант разработки (рекомендуемый)

2029 год

Источник №0001 - Резервуар нефти 2000 м3						
Исходные данные						
Наименование продукта	макс. объем паровоздушной смеси, выт. из резервуара	количество жидкости, закач.в резервуар	объем резервуара	режим эксплуатации	ССВ	количество резервуаров
	$Vч^{max}, м^3/час$	B, т/год	$Vp, м^3$	буферная емкость	понтон отсутствует	Np
нефть	70	65160,0	2000,0			1
температура начала кипения нефти	плотность нефти	время эксплуатации резервуара	время эксплуатации резервуара	давление насыщенных паров нефти	темп-ра жидкости	
$t_{нк}, ^\circ C$	$\rho_{ж}, т/м^3$	$t_1, сут/год$	$t_2, час/сут$	$P_{38}, мм.рт.ст$	$t_k^{max}, ^\circ C$	$t_k^{min}, ^\circ C$
49	0,8	365	24	397,53	21,7	5
Табличные данные						
молекулярная масса паров нефти, (согл.Приложения 5)	коэф-т пересчета конц-й насыщ. паров нефти при макс. темп-ре	коэф-т пересчета конц-й насыщ. паров нефти при мин. темп-ре	коэф-т, характер- ный эксплуатац. особ-ти резервуара (согл. Приложения 8)	коэф-т, завис-й от давления насыщ.паров (согл. Приложения 9)	коэф-т, завис-й от годовой оборачиваемости n (согл. Приложения 10)	оборачи- ваемость, $n=B/(g_{ж}*Vp*Np)$
m	Kt^{max}	Kt^{min}	Kp	Kв	Коб	n
63	0,6	0,35	0,10	1	1,35	41
Расчет						
Валовый выброс		$G=0,294*P_{38}*m*(Kt^{max}*K_{в}+Kt^{min})*Kp^{cp}*K_{об}*B/10^7*g_{ж}$			т/год	7,6914
Максимально-разовые выбросы		$M=0,163*P_{38}*m*Kt^{max}*Kp^{max}*K_{в}*Vч^{max}/10^4$			г/с	1,7145
Идентификация состава выбросов						
Определяемый параметр	C1-C5	C6-C10	бензол	толуол	ксилол	сероводород
Ci, масс%	72,46	26,8	0,35	0,22	0,11	0,06
Mi, г/с	1,2424	0,4595	0,0060	0,0038	0,0019	0,0010
Gi, т/год	5,5732	2,0613	0,0269	0,0169	0,0085	0,0046
Расчет выполнен в соот. с "Методическими указаниями по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров" РНД 211.2.02.09-2004						

Расчет выполнен в соот. с "Методическими указаниями по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров" РНД 211.2.02.09-2004



Источник №0002 - Резервуар нефти 3000 м3						
Исходные данные						
Наименование продукта	макс. объем паровоздушной смеси, выт. из резервуара	количество жидкости, закач.в резервуар	объем резервуара	режим эксплуатации	ССВ	количество резервуаров
	$Vч^{max}$, м ³ /час	B, т/год	Vp, м ³	буферная емкость	понтон отсутствует	Np
нефть	70	97740,0	3000,0			1
температура начала кипения нефти	плотность нефти	время эксплуатации резервуара	время эксплуатации резервуара	давление насыщенных паров нефти	темп-ра жидкости	
tнк, °C	гж, т/м ³	t1, сут/год	t2, час/сут	P38, мм.рт.ст	tж ^{max} , °C	tж ^{min} , °C
49	0,8	365	24	397,53	21,7	5
Табличные данные						
молекулярная масса паров нефти, (согл.Приложения 5)	коэф-т пересчета конц-й насыщ. паров нефти при макс. темп-ре	коэф-т пересчета конц-й насыщ. паров нефти при мин. темп-ре	коэф-т, характер-щий эксплуатац. особ-ти резервуара (согл. Приложения 8)	коэф-т, завис-й от давления насыщ.паров (согл. Приложения 9)	коэф-т, завис-й от годовой оборачиваемости n (согл. Приложения 10)	оборачи-ваемость, n=B/(гж*Vp*Np)
m	Kt ^{max}	Kt ^{min}	Kp	Kв	Коб	n
63	0,6	0,35	0,10	1	1,35	41
Расчет						
Валовый выброс		$G=0,294*P_{38}*m*(Kt^{max}*K_B+Kt^{min})*Kp^{cp}*Kоб*В/10^7*гж$			т/год	11,5371
Максимально-разовые выбросы		$M=0,163*P_{38}*m*Kt^{max}*Kp^{max}*K_B*Vч^{max}/10^4$			г/с	1,7145
Идентификация состава выбросов						
Определяемый параметр	C1-C5	C6-C10	бензол	толуол	ксилол	сероводород
Ci, масс%	72,46	26,8	0,35	0,22	0,11	0,06
Mi, г/с	1,2424	0,4595	0,0060	0,0038	0,0019	0,0010
Gi, т/год	8,3598	3,0919	0,0404	0,0254	0,0127	0,0069
Расчет выполнен в соот. с "Методическими указаниями по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров" РНД 211.2.02.09-2004						

Источник №0003 - Печь ППТ-0,2Г									
Исходные данные									
расход топлива			плотность газа	время работы	высота выхлопной трубы	диаметр выхлопной трубы	число форсунок	тепловая мощность печи	
B, кг/ч	Bv, м³/час	B _{год} , м³/год	g, кг/м³	t, час	м	м	n, шт	Гкал/час	Qp, МДж/ч
36	35	301560	1,02	8616	9,9	0,45	1	0,2	838
Табличные и расчетные данные									
содержание серы в топливе	содержание серододорода в топливе	массовая доля жидкого топлива	объем продуктов сгорания	коэф-т избытка воздуха в уходящих газах	энергетический эквивалент топлива (согл. табл.5.1)	Конц-я оксидов азота при сжигании топлива в печах			
S ^r , %	[H ₂ S], %	b, %	V _Г =7,84*A*Bv*Э, м³/ч	A	Э	C _{NOx} =1,073*(180+60b)*Qф/Qp*A ^{0,5} *V _{сг} /V _Г *10 ⁻⁶ , (кг/м³)			
	0,02	0	488,9808	1,1	1,62	0,000346			
фактическая ср.теплопроизводительность	V _{сг} /V _Г (согл. табл.5.1)	низшая теплота сгорания топлива (согл. прил.2.1)	выход оксида углерода при сжигании топлива	потери теп-ты, вследствие мех. неполноты сгорания топлива	параметр, хар-щий кол-во оксидов азота, образующихся на 1 ГДж тепла	коэф-т, зависящий от степени снижения выбросов NOx в рез-те прим-я тех. решений			
Qф=29,4*Э*B/n, МДж/ч		Q _Г ^f , МДж/м³	C _{со} =g ₃ *R*Q _Г ^f , кг/т	g ₄ , %	K _{NOx} , кг/ТДж	b			
1700	0,84	37,71	53860,01	0	0,08	0			
Расчет выбросов									
		диоксид серы	оксид углерода	метан	диоксид азота, с учетом окислов азота коэф.трансформации 0,8	оксид азота, с учетом окислов азота коэф.трансформации 0,13			
		Π _{so2} =[2S ^r b+1,88*[H ₂ S]*(1-b)]*10 ⁻² (кг/ч)	Π _{со} =1,5*B*10 ⁻³ (кг/ч)	Π _{сн4} =1,5*B*10 ⁻³ (кг/ч)	Π _{NOx} =V _Г *C _{NOx} (кг/ч)				
Валовый выброс, т/год		0,0032396	0,4614	0,4614	1,1650	0,1893			
Максимально-разовые выбросы, г/с		0,0001044	0,0149	0,0149	0,0376	0,0061			
M _i =Π _i *10 ⁶ /t*3600									
Расход отработавших газов		Q _{ог} =V _Г /3600		м³/с	0,14				
Ср. ск-ть газовойдушной смеси		W=(4*Q _{ог})/(3,14*d²)		м/с	1,3438				

Расчет выполнен в соот. со "Сборником методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами" -Алматы 1996 г.



Источник №0004 - Печь П-1 (УДН)									
Исходные данные									
расход топлива			плотность газа	время работы	высота выхлопной трубы	диаметр выхлопной трубы	число форсунок	тепловая мощ-ть печи	
B, кг/ч	Bv, м³/час	B _{год} , м³/год	g, кг/м³	t, час	м	м	n, шт	Гкал/час	Qp, МДж/ч
87	85	732360	1,02	8616	9,9	0,45	1	0,63	2639,7
Табличные и расчетные данные									
содержание серы в топливе	содержание серодорода в топливе	массовая доля жидкого топлива	объем продуктов сгорания	коэф-т избытка воздуха в уходящих газах	энергетический эквивалент топлива (согл. табл.5.1)	Конц-я оксидов азота пир сжигании топлива в печах			
S ^r , %	[H ₂ S], %	b, %	V _г =7,84*А*Bv*Э, м³/ч	А	Э	C _{NOx} =1,073*(180+60b)*Qф/Qp*А ^{0,5} *Vсг/Vг*10 ⁻⁶ , (кг/м³)			
	0,02	0	1187,5248	1,1	1,62	0,000266			
фактическая ср.теплопроизводительность	Vсг/Vг (согл. табл.5.1)	низшая теплота сгорания топлива (согл. прил.2.1)	выход оксида углерода при сжигании топлива	потери теп-ты, вследствие мех. неполноты сгорания топлива	параметр, хар-щий кол-во оксидов азота, образующихся на 1 ГДж тепла	коэф-т, зависящий от степени снижения выбросов NOx в рез-те прим-я тех. решений			
		Q _г ^r , МДж/м³	C _{со} =g ₃ *R*Q _г ^r , кг/т	g ₄ , %	K _{NOx} , кг/ГДж	b			
4129	0,84	37,71	130802,89	0	0,08	0			
Расчет выбросов									
		диоксид серы	оксид углерода	метан	диоксид азота, с учетом окислов азота коэф.трансформации 0,8	оксид азота, с учетом окислов азота коэф.трансформации 0,13			
		Πso ₂ =[2S ^r b+1,88*[H2S]*(1-b)]*10 ⁻² (кг/ч)	Πco=1,5*В*10 ⁻³ (кг/ч)	Πсн4=1,5*В*10 ⁻³ (кг/ч)	ΠNO _x =Vг*СNO _x (кг/ч)				
Валовый выброс, т/год		0,0032396	1,1205	1,1205	2,1813	0,3545			
Максимально-разовые выбросы, г/с		0,0001044	0,0361	0,0361	0,0703	0,0114			
M _i =Π _i *10 ⁶ /t*3600									
Расход отработавших газов		Qог=Vг/3600		м³/с	0,33				
Ср. ск-ть газовойсмешной смеси		W=(4*Qог)/(3,14*d²)		м/с	3,2636				
Расчет выполнен в соот. со "Сборником методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами" -Алматы 1996 г.									



Источник №0005 - Печь П-2 (УДН)									
Исходные данные									
расход топлива			плотность газа	время работы	высота выхлопной трубы	диаметр выхлопной трубы	число форсунок	тепловая мощ-ть печи	
B, кг/ч	Bv, м ³ /час	B _{год} , м ³ /год	g, кг/м ³	t, час	м	м	n, шт	Гкал/час	Qp, МДж/ч
12	12	103392	1,02	8616	9,9	0,45	1	0,63	2639,7
Табличные и расчетные данные									
содержание серы в топливе	содержание серодорода в топливе	массовая доля жидкого топлива	объем продуктов сгорания	коэф-т избытка воздуха в уходящих газах	энергетический эквивалент топлива (согл. табл.5.1)	Конц-я оксидов азота пир сжигании топлива в печах			
S ^r , %	[H ₂ S], %	b, %	V _Г =7,84*А*Вv*Э, м ³ /ч	А	Э	C _{NOx} =1,073*(180+60b)*Qф/Qp*А ^{0,5} *Vсг/V _Г *10 ⁻⁶ , (кг/м ³)			
	0,02	0	167,6506	1,1	1,62	0,000038			
фактическая ср.теплопроизводительность	Vсг/V _Г (согл. табл.5.1)	низшая теплота сгорания топлива (согл. прил.2.1)	выход оксида углерода при сжигании топлива	потери теп-ты, вследствие мех. неполноты сгорания топлива	параметр, хар-щий кол-во оксидов азота, образующихся на 1 ГДж тепла	коэф-т, зависящий от степени снижения выбросов NOx в рез-те прим-я тех. решений			
		Q _Г ^г , МДж/м ³	Cсo=g ₃ *R*Q _Г ^г , кг/т	g ₄ , %	K _{NOx} , кг/ГДж	b			
583	0,84	37,71	18466,29	0	0,08	0			
Расчет выбросов									
		диоксид серы	оксид углерода	метан	диоксид азота, с учетом окислов азота коэф.трансформации 0,8	оксид азота, с учетом окислов азота коэф.трансформации 0,13			
		Πso ₂ =[2S ^r b+1,88*[H2S]*(1-b)]*10 ⁻² (кг/ч)	Πco=1,5*В*10 ⁻³ (кг/ч)	Πсн4=1,5*В*10 ⁻³ (кг/ч)	Π _{NOx} =V _Г *C _{NOx} (кг/ч)				
Валовый выброс, т/год		0,0032396	0,1582	0,1582	0,0435	0,0071			
Максимально-разовые выбросы, г/с		0,0001044	0,0051	0,0051	0,0014	0,0002			
M _i =Π _i *10 ⁶ /t*3600									
Расход отработавших газов		Qог=V _Г /3600		м ³ /с	0,05				
Ср. ск-ть газовойсмеси		W=(4*Qог)/(3,14*d ²)		м/с	0,4607				
Расчет выполнен в соот. со "Сборником методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами" -Алматы 1996 г.									



Расчет валовых выбросов

Список литературы:

1. "Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей". Министерство охраны окружающей среды РК. РНД. Астана 2008г.
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух. (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005

Площадка: месторождение Чинаревское 1 вариант 2029 год

Цех: УПН

Источник: 0006,0007

Наименование: Факельные дежурные горелки

Тип: Высотная

Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь

Тип месторождения: сернистое

1. РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Таблица процентного содержания составляющих смеси.

Состав смеси задавался в объемных долях.

Компонент	[%] об.	[%] мас.	Молек. мас.	Плотность
Метан (CH ₄)	74.88	52.5620093	16.043	0.7162
Этан (C ₂ H ₆)	7.74	10.1834498	30.07	1.3424
Пропан (C ₃ H ₈)	3.94	7.60196395	44.097	1.9686
Бутан (C ₄ H ₁₀)	2.51	6.38336613	58.124	2.5948
Пентан (C ₅ H ₁₂)	5.04	15.9108518	72.151	3.2210268
Азот (N ₂)	5.68	6.96265704	28.016	1.2507
Диоксид углерода (CO ₂)	0.19	0.36587722	44.011	1.9648
Сероводород (H ₂ S)	0.02	0.02982466	34.082	1.5215

Молярная масса смеси M , кг/моль (прил.3, (5)) : **22.8549071**

Плотность сжигаемой смеси R_o , кг/м³ : **1.02**

Показатель адиабаты K (23) :

$$K = \frac{N}{\sum_{i=1}^N (K_i * [i]_o)} = 1.201146$$

где (K_i) – показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;

$[i]_o$ – объемные единицы составляющих смеси, %;

Скорость распространения звука в смеси W_{36} , м/с (прил.6) :

$$W_{36} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.201146 * (30 + 273) / 22.8549071)^{0.5} = 365.1325733$$

где T_o – температура смеси, град.С;

Объемный расход B , м³ /с: **0.004333**

Скорость истечения смеси $W_{ист}$, м/с (3) :

$$W_{ист} = 4 * B / (\pi * d^2) = 4 * 0.004333 / (3.141592654 * 0.5^2) = 0.022067788$$

Массовый расход G , г/с (2) :

$$G = 1000 * B * R_o = 1000 * 0.004333 * 1.02 = 4.41966$$



Проверка условия бессажевого горения, т.к. $W_{уст} / W_{3в} = 0.000060438 < 0.2$, горение сажевое.

2. РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси n : **0.9984**

Массовое содержание углерода $[C]_M$, % (прил.3, (8)):

$$[C]_M = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - [нег]_o) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - 0) * 22.8549071) =$$

72.25231732

где x_i – число атомов углерода;

$[нег]_o$ – общее содержание негорючих примесей, %: ****;

величиной $[нег]_o$ можно пренебречь, т.к. ее значение не превышает 3%;

Расчет мощности выброса метана, оксида углерода, оксидов азота, сажи M_i , г/с: (1)

$$M_i = UB_i * G$$

где UB_i – удельные выбросы вредных веществ, г/г;

0.8, 0.13 – коэффициенты трансформации оксидов азота в атмосфере ([2], п.2.2.4)

Код	Примесь	УВ г/г	М г/с
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный)	0.02	0.0883932
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	0.0106072
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	0.0017237
0410	Метан (727*)	0.0005	0.00220983
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.00883932

Мощность выброса диоксида углерода M_{co2} , г/с (6):

$$M_{co2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_M + [CO2]_M) - M_{co} - M_{ch4} - M_c = 0.01 * 4.4196600 * (3.67 * 0.9984000 * 72.2523173 + 0.3658772) - 0.0883932 - 0.0022098 - 0.0088393 = 11.61741292$$

где $[CO2]_M$ – массовое содержание диоксида углерода, %;

M_{co} – мощность выброса оксида углерода, г/с;

M_{ch4} – мощность выброса метана, г/с;

M_c – мощность выброса сажи, г/с;

Массовое содержание серы $[S]_M$, %:

$$[S]_M = \sum_{i=1}^N ([i]_M * A_s * x_i / M_s) = \sum_{i=1}^N ([i]_M * 32.066 * x_i / M_s) = 0.028060494$$

где A_s – атомная масса серы;

x_i – количество атомов серы;

M_s – молярная масса составляющей смеси содержащая атомы серы;

$[i]_M$ – массовые единицы составляющих смеси, %;

Мощность выброса диоксида серы M_{so2} , г/с (7):

$$M_{so2} = 0.02 * [S]_M * G * n = 0.02 * 0.028060494 * 4.41966 * 0.9984 = 0.002476388$$

Мощность выброса сероводорода M_{h2s} , г/с (8):



$$M_{h2s} = 0.01 * [H2S]_m * G * (1-n) = 0.01 * 0.029824667 * 4.41966 * (1-0.9984) = 0.000002109$$

3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания $Q_{нз}$, ккал/м³ (прил.3, (1)):

$$Q_{нз} = 85.5 * [CH_4]_o + 152 * [C_2H_6]_o + 218 * [C_3H_8]_o + 283 * [C_4H_{10}]_o + 349 * [C_5H_{12}]_o + 56 * [H_2S]_o = 85.5 * 74.88 + 152 * 7.74 + 218 * 3.94 + 283 * 2.51 + 349 * 5.04 + 56 * 0.02 = 10908.05$$

где $[CH_2]_o$ – содержание метана, %;

$[C_2H_6]_o$ – содержание этана, %;

$[C_3H_8]_o$ – содержание пропана, %;

$[C_4H_{10}]_o$ – содержание бутана, %;

$[C_5H_{12}]_o$ – содержание пентана, %;

Доля энергии теряемая за счет излучения E (11):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (22.8549071)^{0.5} = 0.229472669$$

Объемное содержание кислорода $[O_2]_o$, %:

$$[O_2]_o = \sum_{i=1}^N ([i]_o * A_o * x_i / M_o) = \sum_{i=1}^N ([i]_o * 16 * x_i / M_o) = 0.138147281$$

где A_o – атомная масса кислорода;

x_i – количество атомов кислорода;

M_o – молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_o , м³/м³ (13):

$$V_o = 0.0476 * (1.5 * [H_2S]_o + \sum_{i=1}^N ((x+y/4) * [C_xH_y]_o) - [O_2]_o) = 0.0476 * (1.5 * 0.02 + \sum_{i=1}^N ((x+y/4) * [C_xH_y]_o) - 0.138147281) = 12.04645819$$

где x – число атомов углерода;

y – число атомов водорода;

Количество газовой смеси, полученное при сжигании 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_{nc} , м³/м³ (12):

$$V_{nc} = 1 + V_o = 1 + 12.04645819 = 13.04645819$$

Предварительная теплоемкость газовой смеси C_{nc} , ккал/(м³ * град.С): 0.4

Ориентировочное значение температуры горения T_2 , град.С (10):

$$T_2 = T_o + (Q_{нз} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 30 + (10908.05 * (1-0.229472669) * 0.9984) / (13.04645819 * 0.4) = 1638.00399$$

где T_o – температура смеси или газа, град.С;

при условии, что $1500 < T_o < 1800$, $C_{nc} = 0.39$

Температура горения T_2 , град.С (10):

$$T_2 = T_o + (Q_{нз} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 30 + (10908.05 * (1-0.229472669) * 0.9984) / (13.04645819 * 0.39) = 1679.234861$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовой смеси V_1 , м³/с (14):

$$V_1 = B * V_{nc} * (273 + T_2) / 273 = 0.004333 * 13.04645819 * (273 + 1679.234861) / 273 = 0.404250655$$

Длина факела $L_{фн}$, м:



$$L_{фн} = 15 * d = 15 * 0.5 = 7.5$$

Высота источника выброса вредных веществ H , м (16):

$$H = L_{фн} + h_е = 7.5 + 15 = 22.5$$

где $h_е$ – высота факельной установки от уровня земли, м;

5. РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА (W_o)

Диаметр факела $D_{ф}$, м (29):

$$D_{ф} = 0.14 * L_{фн} + 0.49 * d = 0.14 * 7.5 + 0.49 * 0.5 = 1.295$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовой смеси (W_o), (м/с):

$$W_o = 1.27 * V_1 / D_{ф}^2 = 1.27 * 0.404250655 / 1.295^2 = 0.306136362$$

6. РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс i -ого вредного вещества рассчитывается по формуле Π_i , т/год (30):

$$\Pi_i = 0.0036 * \tau * M_i$$

где τ – продолжительность работы факельной установки, ч/год: **8424**;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный)	0.0883932	2.68064754
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.010607184	0.321677705
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.001723667	0.052272627
0410	Метан (727*)	0.00220983	0.067016189
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.00883932	0.268064754
0380	Диоксид углерода	11.61741292	352.3143111
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Серни	0.002476388	0.075099943
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000002109	0.00006396

Площадка: месторождение Чинаревское 1 вариант 2029 год

Цех: УПН

Источник: 0006,0007

Наименование: факельные установки (технологически неизбежное сжигание)

Тип: Высотная

Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь

Тип месторождения: сернистое

1. РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Таблица процентного содержания составляющих смеси.

Состав смеси задавался в объемных долях.

Компонент	[%]об.	[%]мас.	Молек.мас.	Плотность
Метан(CH4)	74.88	52.5620093	16.043	0.7162
Этан(C2H6)	7.74	10.1834498	30.07	1.3424
Пропан(C3H8)	3.94	7.60196395	44.097	1.9686
Бутан(C4H10)	2.51	6.38336613	58.124	2.5948
Пентан(C5H12)	5.04	15.9108518	72.151	3.2210268
Азот(N2)	5.68	6.96265704	28.016	1.2507
Диоксид углерода(CO2)	0.19	0.36587722	44.011	1.9648
Сероводород(H2S)	0.02	0.02982466	34.082	1.5215



Молярная масса смеси M , кг/моль (прил.3,(5)): **22.8549071**

Плотность сжигаемой смеси R_o , кг/м³: **1.02**

Показатель адиабаты K (23):

$$K = \sum_{i=1}^N (K_i * [i]_o) = 1.201146$$

где (K_i) - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;

$[i]_o$ - объемные единицы составляющих смеси, %;

Скорость распространения звука в смеси $W_{3в}$, м/с (прил.6):

$$W_{3в} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.201146 * (30 + 273) / 22.8549071)^{0.5} = 365.1325733$$

где T_o - температура смеси, град.С;

Объемный расход B , м³/с: **3.06**

Скорость истечения смеси $W_{ист}$, м/с (3):

$$W_{ист} = 4 * B / (\pi * d^2) = 4 * 3.06 / (3.141592654 * 0.5^2) = 15.58445203$$

Массовый расход G , г/с (2):

$$G = 1000 * B * R_o = 1000 * 3.06 * 1.02 = 3121.2$$

Проверка условия беспламенного горения, т.к. $W_{ист} / W_{3в} = 0.042681626 < 0.2$, горение сажевое.

2.РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси n : **0.9984**

Массовое содержание углерода $[C]_m$, % (прил.3,(8)):

$$[C]_m = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - [нег]_o) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - 0) * 22.8549071) = 72.25231732$$

где x_i - число атомов углерода;

$[нег]_o$ - общее содержание негорючих примесей, %: *****;

величиной $[нег]_o$ можно пренебречь, т.к. ее значение не превышает 3%;

Расчет мощности выброса метана, оксида углерода, оксидов азота, сажи M_i , г/с: (1)

$$M_i = UB_i * G$$

где UB_i - удельные выбросы вредных веществ, г/г;

0.8, 0.13 - коэффициенты трансформации оксидов азота в атмосфере ([2],п.2.2.4)

Код	Примесь	УВ г/г	М г/с
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный)	0.02	62.4240000
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	7.4908800
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	1.2172680
0410	Метан (727*)	0.0005	1.5606000
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	6.2424000

Мощность выброса диоксида углерода M_{co2} , г/с (6):

$$M_{co2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_m + [CO2]_m) - M_{co} - M_{ch4} - M_c = 0.01 * 3121.200000 * (3.67 * 0.9984000 * 72.2523173 + 0.3658772) - 62.4240000 - 1.5606000 - 6.2424000 = 8204.311916$$

где $[CO2]_m$ - массовое содержание диоксида углерода, %;



M_{co} - мощность выброса оксида углерода, г/с;

M_{ch4} - мощность выброса метана, г/с;

M_c - мощность выброса сажи, г/с;

Массовое содержание серы $[S]_m$, %:

$$[S]_m = \sum_{i=1}^N ([i]_m * A_s * x_i / M_s) = \sum_{i=1}^N ([i]_m * 32.064 * x_i / M_s) = 0.028058744$$

где A_s - атомная масса серы;

x_i - количество атомов серы;

M_s - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы серы;

$[i]_m$ - массовые единицы составляющих смеси, %;

Мощность выброса диоксида серы M_{so2} , г/с (7):

$$M_{so2} = 0.02 * [S]_m * G * n = 0.02 * 0.028058744 * 3121.2 * 0.9984 = 1.748736591$$

Мощность выброса сероводорода M_{h2s} , г/с (8):

$$M_{h2s} = 0.01 * [H2S]_m * G * (1-n) = 0.01 * 0.029824667 * 3121.2 * (1-0.9984) = 0.00148942$$

3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания $Q_{нз}$, ккал/м³ (прил.3,(1)):

$$Q_{нз} = 85.5 * [CH4]_o + 152 * [C2H6]_o + 218 * [C3H8]_o + 283 * [C4H10]_o + 349 * [C5H12]_o + 56 * [H2S]_o = 85.5 * 74.88 + 152 * 7.74 + 218 * 3.94 + 283 * 2.51 + 349 * 5.04 + 56 * 0.02 = 10908.05$$

где $[CH2]_o$ - содержание метана, %;

$[C2H6]_o$ - содержание этана, %;

$[C3H8]_o$ - содержание пропана, %;

$[C4H10]_o$ - содержание бутана, %;

$[C5H12]_o$ - содержание пентана, %;

Доля энергии теряемая за счет излучения E (11):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (22.8549071)^{0.5} = 0.229$$

Объемное содержание кислорода $[O2]_o$, %:

$$[O2]_o = \sum_{i=1}^N ([i]_o * A_o * x_i / M_o) = \sum_{i=1}^N ([i]_o * 16 * x_i / M_o) = 0.138147281$$

где A_o - атомная масса кислорода;

x_i - количество атомов кислорода;

M_o - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_o , м³/м³ (13):

$$V_o = 0.0476 * (1.5 * [H2S]_o + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_o) - [O2]_o) = 0.0476 * (1.5 * 0.02 + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_o) - 0.138147281) = 12.04645819$$

где x - число атомов углерода;

y - число атомов водорода;

Количество газовой смеси, полученное при сжигании 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_{nc} , м³/м³ (12):

$$V_{nc} = 1 + V_o = 1 + 12.04645819 = 13.04645819$$

Предварительная теплоемкость газовой смеси C_{nc} , ккал/(м³*град.С): **0.4**



Ориентировочное значение температуры горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{nc} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 30 + (10908.05 * (1-0.229) * 0.9984) / (13.04645819 * 0.4) = 1638.990398$$

где T_o - температура смеси или газа, град.С;

при условии, что $1500 \leq T_o < 1800$, $C_{nc} = 0.39$

Температура горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{nc} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 30 + (10908.05 * (1-0.229) * 0.9984) / (13.04645819 * 0.39) = 1680.246562$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовой смеси V_1 , м³/с (14):

$$V_1 = B * V_{nc} * (273 + T_z) / 273 = 3.06 * 13.04645819 * (273 + 1680.246562) / 273 = 285.6330614$$

Длина факела L_{fn} , м:

$$L_{fn} = 15 * d = 15 * 0.5 = 7.5$$

Высота источника выброса вредных веществ H , м (16):

$$H = L_{fn} + h_g = 7.5 + 15 = 22.5$$

где h_g - высота факельной установки от уровня земли, м;

5. РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА (W_o)

Диаметр факела D_ϕ , м (29):

$$D_\phi = 0.14 * L_{fn} + 0.49 * d = 0.14 * 7.5 + 0.49 * 0.5 = 1.295$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовой смеси (W_o), (м/с):

$$W_o = 1.27 * V_1 / D_\phi^2 = 1.27 * 285.6330614 / 1.295^2 = 216.3080384$$

6. РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс i -ого вредного вещества рассчитывается по формуле Π_i , т/год (30):

$$\Pi_i = 0.0036 * \tau * M_i$$

где τ - продолжительность работы факельной установки, ч/год: 336;

Код	Примесь	Выброс з/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный)	62.424	75.5080704
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	7.49088	9.060968448
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1.217268	1.472407373
0410	Метан (727*)	1.5606	1.88770176
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	6.2424	7.55080704
0380	Диоксид углерода	8204.311916	9923.935693
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Серни	1.748736591	2.11527178
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00148942	0.001801602

Источник №0008-0010 - Резервуар конденсата 5000 м3						
Исходные данные						
Наименование продукта	макс. объем паровоздушной смеси, выт. из резервуара	количество жидкости, закач.в резервуар	объем резервуара	количество резервуаров		
	$Vч^{max}, м^3/час$	B, т/год	$Vp, м^3$	Np		
конденсат	75	28700,0	5000,0	1		
температура начала кипения нефти	плотность нефти	время эксплуатации резервуара	время эксплуатации резервуара	давление насыщенных паров нефти	темп-ра жидкости	
$t_{нк}, ^0C$	$\rho_{ж}, т/м^3$	$t_1, сут/год$	$t_2, час/сут$	$P_{38}, мм.рт.ст$	$t_{ж}^{max}, ^0C$	$t_{ж}^{min}, ^0C$
49	0,7526	365	24	397,53	21,7	5
Табличные данные						
молекулярная масса паров нефти, (согл.Приложения 5)	коэф-т пересчета конц-й насыщ. паров нефти при макс. темп-ре	коэф-т пересчета конц-й насыщ. паров нефти при мин. темп-ре	коэф-т, характер- ный эксплуатац. особ-ти резервуара (согл. Приложения 8)	коэф-т, завис-й от давления насыщ.паров (согл. Приложения 9)	коэф-т, завис-й от годовой оборачиваемости n (согл. Приложения 10)	оборачи-ваемость, $n=B/(g_{ж} * Vp * Np)$
m	Kt^{max}	Kt^{min}	Kp	Kв	Коб	n
63	1,08	0,59	0,56	1	1,35	8
Расчет						
Валовый выброс		$G=0,294 * P_{38} * m * (Kt^{max} * K_{в} + Kt^{min}) * Kp^{cp} * K_{об} * B / 10^7 * g_{ж}$			т/год	35,4498
Максимально-разовые выбросы		$M=0,163 * P_{38} * m * Kt^{max} * Kp^{max} * K_{в} * Vч^{max} / 10^4$			г/с	18,5170
Идентификация состава выбросов						
Определяемый параметр	C1-C5	C6-C10	бензол	толуол	ксилол	сероводород
Ci, масс%	72,46	26,8	0,35	0,22	0,11	0,06
Mi, г/с	13,4174	4,9626	0,0648	0,0407	0,0204	0,0111
Gi, т/год	25,6869	9,5005	0,1241	0,0780	0,0390	0,0213
Расчет выполнен для одного резервуара, всего - 3 ед.						
Расчет выполнен в соответствии с "Методическими указаниями по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров" РНД 211.2.02.09-2004						

Источник №6001 Площадка УКПГ-1/2

Выбросы приняты согласно ««Проекту нормативов предельно-допустимых выбросов в атмосферу (ПДВ) для ТОО «Жаикмунай» на 2021 год».

Код в-ва	Наименование вещества	Выброс Вещества, г/с	Выброс вещества, т/год
150	Натрий гидроксид	0,000039	0,001025
151	Ди натрий гидрат	0,000039	0,001025
301	Азота диоксид	62,094791	132,223369
302	Азотная кислота	0,0015	0,03942
303	Аммиак	0,000147	0,003863
304	Азота оксид	12,176393	82,502564
316	Соляная кислота	0,000396	0,010408
322	Серная кислота	0,000081	0,002105
328	Сажа	38,552446	24,488855
330	Диоксид серы	5,895625	41,194871
331	Сера	0,045663	1,315356
333	Сероводород	0,35408847	0,756719884
337	Оксид углерода	455,313084	609,732726
410	Метан	19,510755	49,160894
415	Углеводороды C1-C5	31,5945041	68,535892
416	Углеводороды C6-C10	0,66353711	4,59988711
602	Бензол	0,009849	0,0196
616	Диметилбензол	0,059196	0,1146759
621	Метилбензол	0,004624	0,00644
703	Бензапирен	0,0000089	0,00000018
906	Тетрахлорметан	0,00147	0,038632
1023	Дигликоль	0,20352913	1,447138453
1042	Бутиловый спирт	0,044444	0,075
1052	Метанол	0,329723	1,994094
1061	Этиловый спирт	0,00501	0,131663
1325	Формальдегид	0,085365	0,001807
1401	Ацетон	0,001911	0,050221
1555	Уксусная кислота	0,00057	0,01498
1716	Смесь природных меркаптанов	0,000204452	0,000999574
1880	Диэтаноламин	0,15088067	0,87693313
2049	Красители органические анионные	0,014577	0,049197
2735	Масло нефтяное	0,104779	0,20716
2752	Уайт-спирит	0,014577	0,049197
2754	Углеводороды C12-C19	2,113452	1,768413
2902	Взвешенные вещества	0,2072	1,764705
2930	Пыль абразивная	0,0026	0,032011
	ВСЕГО:	629,5570588	1023,211847

Источник №6002 Площадка УКПГ-3

Выбросы приняты согласно ««Проекту нормативов предельно-допустимых выбросов в атмосферу (ПДВ) для ТОО «Жаикмунай» на 2021 год».

Код в-ва	Наименование вещества	Выброс вещества г/с	Выброс вещества, т/год
123	Оксид железа	0,003326	0,004383
143	Марганец и его соединения	0,000286	0,000377
301	Азота (IV) диоксид (4)	8,161975	30,793791
304	Азот (II) оксид (6)	7,350376	51,656161
328	Углерод (593)	2,710894	7,0822
330	Сера диоксид (526)	169,223796	65,115241
333	Сероводород	0,165088	0,697439
337	Углерод оксид (594)	52,9732	267,806933
342	Фтористые газообразные соединения	0,000233	0,000308
344	Фториды	0,001027	0,001353
410	Метан (734*)	7,219107	125,970585
415	Углеводороды C1-C5	3,046192	92,116814
416	Углеводороды C6-C10	0,235989	7,136309
703	Бенз/а/пирен (54)	0,0000024	0,000000003
1023	Дигликоль	0,358337	10,836116
1034	Пропан-1,2-диол (1026*)	1,384566	4,3017542
1052	Метанол (343)	0,133612	2,00798
1325	Формальдегид (619)	0,024167	0,000025
1716	Смесь природных меркаптанов	0,0037074	0,0006262
2735	Масло минеральное нефтяное	0,063291	1,766677
2754	Углеводороды предельные C12-19	0,6817023	2,691185
2902	Взвешенные частицы (вещества)	0,12336	0,601413
2908	Пыль неорганическая: 70-20%	0,000436	0,000574
2930	Пыль абразивная (1046*)	0,00066	0,001159
3401	Ди(2-гидроксиэтил)метиламин (370*)	0,058195	1,759835
	ВСЕГО:	253,9235251	672,3492384

Источник №6003 Площадка ГТЭС-26МВт

Выбросы приняты согласно ««Проекту нормативов предельно-допустимых выбросов в атмосферу (ПДВ) для ТОО «Жаикмунай» на 2021 год».

Код в-ва	Наименование вещества	Выброс Вещества, г/с	Выброс вещества, т/год
301	Азота диоксид	4,09896	82,497626
304	Азота оксид	0,666081	13,405864
330	Диоксид серы	0,013713	0,405203
333	Сероводород	0,00000121	0,000042
337	Оксид углерода	34,397289	1016,398613
410	Метан	4,986582	147,347514
415	Углеводороды C1-C5	0,129584	7,070036
416	Углеводороды C6-C10	0,0000225	0,001232
1716	Смесь меркаптанов	0,00000121	0,000073
2735	Масло нефтяное	0,042858	1,35158
	ВСЕГО:	44,33509192	1268,477783

Источник №6004 - Площадка добывающих скважин							
Исходные и табличные данные							
вид технологического потока	количество ЗРА		расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность		расчетная величина утечки		суммарные выбросы
	ЗРА	фланцевые соединения	ЗРА	фланцевые соединения	ЗРА	фланцевые соединения	
	шт	шт			кг/час	кг/час	
нефть-газ	11	25	0,365	0,05	0,012996	0,000396	0,0527
Расчет							
Валовый выброс		т/год	0,4614				
Максимально-разовые выбросы		г/с	0,0146				
Идентификация состава выбросов							
Определяемый	C1-C5	C6-C10	бензол	толуол	ксилол	сероводород	
C _i , масс%	72,46	26,8	0,35	0,22	0,11	0,06	
M _i , г/с	0,0106021	0,0039213	0,0000512	0,0000322	0,0000161	0,00000878	
G _i , т/год	0,3343476	0,1236616	0,0016150	0,0010151	0,0005076	0,0002769	
Расчет выполнен на 1 скважину							
Всего - 39 скв.							
Исходные и табличные данные							
вид технологического потока	количество ЗРА		расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность		расчетная величина утечки		суммарные выбросы
	ЗРА	фланцевые соединения	ЗРА	фланцевые соединения	ЗРА	фланцевые соединения	
	шт	шт			кг/час	кг/час	
газ-конденсат	10	22	0,293	0,03	0,020988	0,000720	0,0620
Расчет							
Валовый выброс		т/год	0,5429				
Максимально-разовые выбросы		г/с	0,0172				
Идентификация состава выбросов							
Определяемый	C1-C5	C6-C10	бензол	толуол	ксилол	сероводород	
C _i , масс%	72,46	26,8	0,35	0,22	0,11	0,06	
M _i , г/с	0,0124732	0,0046133	0,0000602	0,0000379	0,0000189	0,00001033	
G _i , т/год	0,3933546	0,1454858	0,0019000	0,0011943	0,0005971	0,0003257	
Расчет выполнен на 1 скважину							
Всего - 45 скв.							

2 вариант разработки

2022 год

Источник №0001 - Резервуар нефти 2000 м3						
Исходные данные						
Наименование продукта	макс. объем паровоздушной смеси, выт. из резервуара	количество жидкости, закач.в резервуар	объем резервуара	режим эксплуатации	ССВ	количество резервуаров
	$V_{ч}^{max}$, м ³ /час	B, т/год	V_p , м ³	буферная емкость	понтон отсутствует	Np
нефть	70	60640,0	2000,0			
температура начала кипения нефти	плотность нефти	время эксплуатации резервуара	время эксплуатации резервуара	давление насыщенных паров нефти	темп-ра жидкости	
$t_{нк}$, °C	$\rho_{ж}$, т/м ³	t_1 , сут/год	t_2 , час/сут	P_{38} , мм.рт.ст	$t_{ж}^{max}$, °C	$t_{ж}^{min}$, °C
49	0,8	365	24	397,53	21,7	5
Табличные данные						
молекулярная масса паров нефти, (согл.Приложения 5)	коэф-т пересчета конц-й насыщ. паров нефти при макс. темп-ре	коэф-т пересчета конц-й насыщ. паров нефти при мин. темп-ре	коэф-т, характер- ций эксплуатац. особ-ти резервуара (согл. Приложения 8)	коэф-т, завис-й от давления насыщ.паров (согл. Приложения 9)	коэф-т, завис-й от годовой оборачиваемости n (согл. Приложения 10)	оборачи- ваемость, n=B/($\rho_{ж}$ * V_p *Np)
m	K_t^{max}	K_t^{min}	K_p	K_v	$K_{об}$	n
63	0,6	0,35	0,10	1	1,35	38
Расчет						
Валовый выброс		$G=0,294 \cdot P_{38} \cdot m \cdot (K_t^{max} \cdot K_v + K_t^{min}) \cdot K_p^{cp} \cdot K_{об} \cdot B / 10^7 \cdot \rho_{ж}$			т/год	7,1579
Максимально-разовые выбросы		$M=0,163 \cdot P_{38} \cdot m \cdot K_t^{max} \cdot K_p^{max} \cdot K_v \cdot V_{ч}^{max} / 10^4$			г/с	1,7145
Идентификация состава выбросов						
Определяемый параметр	C1-C5	C6-C10	бензол	толуол	ксилол	сероводород
C_i , масс%	72,46	26,8	0,35	0,22	0,11	0,06
M_i , г/с	1,2424	0,4595	0,0060	0,0038	0,0019	0,0010
G_i , т/год	5,1866	1,9183	0,0251	0,0157	0,0079	0,0043
Расчет выполнен в соот. с "Методическими указаниями по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров" РНД 211.2.02.09-2004						

Расчет выполнен в соот. с "Методическими указаниями по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров" РНД 211.2.02.09-2004



Источник №0002 - Резервуар нефти 3000 м3						
Исходные данные						
Наименование продукта	макс. объем паровоздушной смеси, выт. из резервуара	количество жидкости, закач.в резервуар	объем резервуара	режим эксплуатации	ССВ	количество резервуаров
	$Vч^{max}$, м ³ /час	B, т/год	Vp , м ³	буферная емкость	понтон отсутствует	Np
нефть	70	90960,0	3000,0			1
температура начала кипения нефти	плотность нефти	время эксплуатации резервуара	время эксплуатации резервуара	давление насыщенных паров нефти	темп-ра жидкости	
тнк, °C	гж, т/м ³	t ₁ , сут/год	t ₂ , час/сут	P _{з8} , мм.рт.ст	тк ^{max} , °C	тк ^{min} , °C
49	0,8	365	24	397,53	21,7	5
Табличные данные						
молекулярная масса паров нефти, (согл.Приложения 5)	коэф-т пересчета конц-й насыщ. паров нефти при макс. темп-ре	коэф-т пересчета конц-й насыщ. паров нефти при мин. темп-ре	коэф-т, характер-ций эксплуатац. особ-ти резервуара (согл. Приложения 8)	коэф-т, завис-й от давления насыщ.паров (согл. Приложения 9)	коэф-т, завис-й от годовой оборачиваемости n (согл. Приложения 10)	оборачи-ваемость, n=B/(гж*Vp*Np)
m	Kt ^{max}	Kt ^{min}	Kp	Kв	Коб	n
63	0,6	0,35	0,10	1	1,35	38
Расчет						
Валовый выброс		$G=0,294 \cdot P_{з8} \cdot m \cdot (Kt^{max} \cdot K_B + Kt^{min}) \cdot Kp^{cp} \cdot Kоб \cdot B / 10^7 \cdot g_{ж}$			т/год	10,7368
Максимально-разовые выбросы		$M=0,163 \cdot P_{з8} \cdot m \cdot Kt^{max} \cdot Kp^{max} \cdot K_B \cdot Vч^{max} / 10^4$			г/с	1,7145
Идентификация состава выбросов						
Определяемый параметр	C1-C5	C6-C10	бензол	толуол	ксилол	сероводород
C _i , масс%	72,46	26,8	0,35	0,22	0,11	0,06
M _i , г/с	1,2424	0,4595	0,0060	0,0038	0,0019	0,0010
G _i , т/год	7,7799	2,8775	0,0376	0,0236	0,0118	0,0064
Расчет выполнен в соот. с "Методическими указаниями по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров" РНД 211.2.02.09-2004						

Источник №0003 - Печь ППТ-0,2Г									
Исходные данные									
расход топлива			плотность газа	время работы	высота выхлопной трубы	диаметр выхлопной трубы	число форсунок	тепловая мощность печи	
B, кг/ч	Bv, м³/час	B _{год} м³/год	g, кг/м³	t, час	м	м	n, шт	Гкал/час	Qp, МДж/ч
36	35	301560	1,02	8616	9,9	0,45	1	0,2	838
Табличные и расчетные данные									
содержание серы в топливе	содержание серодорода в топливе	массовая доля жидкого топлива	объем продуктов сгорания	коэф-т избытка воздуха в уходящих газах	энергетический эквивалент топлива (согл. табл.5.1)	Конц-я оксидов азота при сжигании топлива в печах			
S ^r , %	[H ₂ S], %	b, %	V _Г =7,84*A*Bv*Э, м³/ч	A	Э	C _{NOx} =1,073*(180+60b)*Qф/Qp*A ^{0,5} *Vсг/VГ*10 ⁻⁶ , (кг/м³)			
	0,02	0	488,9808	1,1	1,62	0,000346			
фактическая ср.теплопроизводительность	Vсг/VГ (согл. табл.5.1)	низшая теплота сгорания топлива (согл. прил.2.1)	выход оксида углерода при сжигании топлива	потери теп-ты, вследствие мех. неполноты сгорания топлива	параметр, хар-щий кол-во оксидов азота, образующихся на 1 ГДж тепла	коэф-т, зависящий от степени снижения выбросов NOx в рез-те прим-я тех. решений			
		QГ ^f , МДж/м³	Cсо=g3*R*QГ ^f , кг/т	g4, %	K _{NOx} , кг/ГДж	b			
		1700	0,84	37,71	53860,01	0	0,08	0	
Расчет выбросов									
		диоксид серы	оксид углерода	метан	диоксид азота, с учетом окислов азота коэф.трансформации 0,8	оксид азота, с учетом окислов азота коэф.трансформации 0,13			
		Πso2=[2S ^r b+1,88*[H2S]*(1-b)]*10 ⁻² (кг/ч)	Πсо=1,5*B*10 ⁻³ (кг/ч)	Πсн4=1,5*B*10 ⁻³ (кг/ч)	ΠNOx=VГ*CNOx(кг/ч)				
Валовый выброс, т/год		0,0032396	0,4614	0,4614	1,1650	0,1893			
Максимально-разовые выбросы, г/с		0,0001044	0,0149	0,0149	0,0376	0,0061			
Mi=Pi*10 ⁶ /t*3600									
Расход отработавших газов		Qог=VГ/3600		м³/с	0,14				
Ср. ск-ть газовоздушной смеси		W=(4*Qог)/(3,14*d²)		м/с	1,3438				
Расчет выполнен в соот. со "Сборником методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами" -Алматы 1996 г.									

Расчет выполнен в соот. со "Сборником методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами" -Алматы 1996 г.



Источник №0004 - Печь П-1 (УДН)									
Исходные данные									
расход топлива			плотность газа	время работы	высота выхлопной трубы	диаметр выхлопной трубы	число форсунок	тепловая мощ-ть печи	
B, кг/ч	B _в , м ³ /час	B _{год} , м ³ /год	g, кг/м ³	t, час	м	м	n, шт	Гкал/час	Q _р , МДж/ч
87	85	732360	1,02	8616	9,9	0,45	1	0,63	2639,7
Табличные и расчетные данные									
содержание серы в топливе	содержание серододорода в топливе	массовая доля жидкого топлива	объем продуктов сгорания	коэф-т избытка воздуха в уходящих газах	энергетический эквивалент топлива (согл. табл.5.1)	Конц-я оксидов азота пир сжигании топлива в печах			
S ^г , %	[H ₂ S], %	b, %	V _г =7,84*А*В _в *Э, м ³ /ч	А	Э	C _{NOx} =1,073*(180+60b)*Qф/Q _р *А ^{0,5} *V _{сг} /V _г *10 ⁻⁶ , (кг/м ³)			
	0,02	0	1187,5248	1,1	1,62	0,000266			
фактическая ср.теплопроизводительность	V _{сг} /V _г (согл. табл.5.1)	низшая теплота сгорания топлива (согл. прил.2.1)	выход оксида углерода при сжигании топлива	потери теп-ты, вследствие мех. неполноты сгорания топлива	параметр, хар-щий кол-во оксидов азота, образующихся на 1 ГДж тепла	коэф-т, зависящий от степени снижения выбросов NOx в рез-те прим-я тех. решений			
		Q _г ^г , МДж/м ³	C _{со} =g ₃ *R*Q _г ^г , кг/т	g ₄ , %	K _{NOx} , кг/ГДж	b			
4129	0,84	37,71	130802,89	0	0,08	0			
Расчет выбросов									
		диоксид серы	оксид углерода	метан	диоксид азота, с учетом окислов азота коэф.трансформации 0,8	оксид азота, с учетом окислов азота коэф.трансформации 0,13			
		Πso ₂ =[2S ^г b+1,88* *[H2S]*(1-b)]*10 ⁻² (кг/ч)	Πco=1,5*В*10 ⁻³ (кг/ч)	Πсн4=1,5*В*10 ⁻³ (кг/ч)	Π _{NOx} =V _г *C _{NOx} (кг/ч)				
Валовый выброс, т/год		0,0032396	1,1205	1,1205	2,1813	0,3545			
Максимально-разовые выбросы, г/с		0,0001044	0,0361	0,0361	0,0703	0,0114			
Mi=Πi*10 ⁶ /t*3600									
Расход отработавших газов		Qог=Vг/3600		м ³ /с	0,33				
Ср. ск-ть газовойдушной смеси		W=(4*(Qог)/(3,14*d ²))		м/с	3,2636				
Расчет выполнен в соот. со "Сборником методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами" -Алматы 1996 г.									



Источник №0005 - Печь П-2 (УДН)									
Исходные данные									
расход топлива			плотность газа	время работы	высота выхлопной трубы	диаметр выхлопной трубы	число форсунок	тепловая мощ-ть печи	
B, кг/ч	Bv, м³/час	B _{год} , м³/год	g, кг/м³	t, час	м	м	п, шт	Гкал/час	Qp, МДж/ч
12	12	103392	1,02	8616	9,9	0,45	1	0,63	2639,7
Табличные и расчетные данные									
содержание серы в топливе	содержание серододорода в топливе	массовая доля жидкого топлива	объем продуктов сгорания	коэф-т избытка воздуха в уходящих газах	энергетический эквивалент топлива (согл. табл.5.1)	Конц-я оксидов азота пир сжигании топлива в печах			
S ^r , %	[H ₂ S], %	b, %	V _г =7,84*А*Вv*Э, м³/ч	А	Э	C _{NOx} =1,073*(180+60b)*Qф/Qp*А ^{0,5} *Vсг/Vг*10 ⁻⁶ , (кг/м³)			
	0,02	0	167,6506	1,1	1,62	0,000038			
фактическая ср.теплопроизводительность	Vсг/Vг (согл. табл.5.1)	низшая теплота сгорания топлива (согл. прил.2.1)	выход оксида углерода при сжигании топлива	потери теп-ты, вследствие мех. неполноты сгорания топлива	параметр, хар-щий кол-во оксидов азота, образующихся на 1 ГДж тепла	коэф-т, зависящий от степени снижения выбросов NOx в рез-те прим-я тех. решений			
		Q _г ^r , МДж/м³	Cco=g ₃ *R*Q _г ^r , кг/т	g ₄ , %	K _{NOx} , кг/ГДж	b			
583	0,84	37,71	18466,29	0	0,08	0			
Расчет выбросов									
		диоксид серы	оксид углерода	метан	диоксид азота, с учетом окислов азота коэф.трансформации 0,8	оксид азота, с учетом окислов азота коэф.трансформации 0,13			
		Πso ₂ =[2S ^r b+1,88*[H2S]*(1-b)]*10 ⁻² (кг/ч)	Πco=1,5*В*10 ⁻³ (кг/ч)	Πсн4=1,5*В*10 ⁻³ (кг/ч)	ΠNOx=Vг*СNOx(кг/ч)				
Валовый выброс, т/год		0,0032396	0,1582	0,1582	0,0435	0,0071			
Максимально-разовые выбросы, г/с		0,0001044	0,0051	0,0051	0,0014	0,0002			
Mi=Πi*10 ⁶ /t*3600									
Расход отработавших газов		Qог=Vг/3600		м³/с	0,05				
Ср. ск-ть газовойздушной смеси		W=(4*Qог)/(3,14*d²)		м/с	0,4607				
Расчет выполнен в соот. со "Сборником методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами" -Алматы 1996 г.									



Расчет валовых выбросов

Список литературы:

1. "Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей". Министерство охраны окружающей среды РК. РНД. Астана 2008г.
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух. (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005

Площадка: месторождение Чинаревское 2 вариант 2022 год

Цех: УПН

Источник: 0006,0007

Наименование: факельные дежурные горелки

Тип: Высотная

Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь

Тип месторождения: сернистое

1. РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Таблица процентного содержания составляющих смеси.

Состав смеси задавался в объемных долях.

Компонент	[%] об.	[%] мас.	Молек. мас.	Плотность
Метан (CH ₄)	74.88	52.5620093	16.043	0.7162
Этан (C ₂ H ₆)	7.74	10.1834498	30.07	1.3424
Пропан (C ₃ H ₈)	3.94	7.60196395	44.097	1.9686
Бутан (C ₄ H ₁₀)	2.51	6.38336613	58.124	2.5948
Пентан (C ₅ H ₁₂)	5.04	15.9108518	72.151	3.2210268
Азот (N ₂)	5.68	6.96265704	28.016	1.2507
Диоксид углерода (CO ₂)	0.19	0.36587722	44.011	1.9648
Сероводород (H ₂ S)	0.02	0.02982466	34.082	1.5215

Молярная масса смеси M , кг/моль (прил.3, (5)): **22.8549071**

Плотность сжигаемой смеси R_o , кг/м³: **1.02**

Показатель адиабаты K (23):

$$K = \frac{N}{\sum_{i=1}^N (K_i * [i]_o)} = 1.201146$$

где (K_i) – показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;

$[i]_o$ – объемные единицы составляющих смеси, %;

Скорость распространения звука в смеси W_{36} , м/с (прил.6):

$$W_{36} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.201146 * (30 + 273) / 22.8549071)^{0.5} = 365.1325733$$

где T_o – температура смеси, град.С;

Объемный расход B , м³/с: **0.004333**

Скорость истечения смеси $W_{ист}$, м/с (3):

$$W_{ист} = 4 * B / (\pi * d^2) = 4 * 0.004333 / (3.141592654 * 0.5^2) = 0.022067788$$

Массовый расход G , г/с (2):

$$G = 1000 * B * R_o = 1000 * 0.004333 * 1.02 = 4.41966$$



Проверка условия беспламенного горения, т.к. $W_{уст} / W_{зв} = 0.000060438 < 0.2$, горение сажевое.

2. РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси n : **0.9984**

Массовое содержание углерода $[C]_M$, % (прил.3, (8)):

$$[C]_M = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_0) / ((100 - [нег]_0) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_0) / ((100 - 0) * 22.8549071) =$$

72.25231732

где x_i - число атомов углерода;

$[нег]_0$ - общее содержание негорючих примесей, %: ****;

величиной $[нег]_0$ можно пренебречь, т.к. ее значение не превышает 3%;

Расчет мощности выброса метана, оксида углерода, оксидов азота, сажи M_i , г/с: (1)

$$M_i = UB_i * G$$

где UB_i - удельные выбросы вредных веществ, г/г;

0.8, 0.13 - коэффициенты трансформации оксидов азота в атмосфере ([2], п.2.2.4)

Код	Примесь	УВ г/г	М г/с
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный)	0.02	0.0883932
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	0.0106072
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	0.0017237
0410	Метан (727*)	0.0005	0.00220983
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.00883932

Мощность выброса диоксида углерода M_{co2} , г/с (6):

$$M_{co2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_M + [CO2]_M) - M_{co} - M_{ch4} - M_c = 0.01 * 4.4196600 * (3.67 * 0.9984000 * 72.2523173 + 0.3658772) - 0.0883932 - 0.0022098 - 0.0088393 = 11.61741292$$

где $[CO2]_M$ - массовое содержание диоксида углерода, %;

M_{co} - мощность выброса оксида углерода, г/с;

M_{ch4} - мощность выброса метана, г/с;

M_c - мощность выброса сажи, г/с;

Массовое содержание серы $[S]_M$, %:

$$[S]_M = \sum_{i=1}^N ([i]_M * A_s * x_i / M_s) = \sum_{i=1}^N ([i]_M * 32.066 * x_i / M_s) = 0.028060494$$

где A_s - атомная масса серы;

x_i - количество атомов серы;

M_s - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы серы;

$[i]_M$ - массовые единицы составляющих смеси, %;

Мощность выброса диоксида серы M_{so2} , г/с (7):

$$M_{so2} = 0.02 * [S]_M * G * n = 0.02 * 0.028060494 * 4.41966 * 0.9984 = 0.002476388$$

Мощность выброса сероводорода M_{h2s} , г/с (8):



$$M_{h2s} = 0.01 * [H2S]_m * G * (1-n) = 0.01 * 0.029824667 * 4.41966 * (1-0.9984) = 0.000002109$$

3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания $Q_{нз}$, ккал/м³ (прил.3, (1)):

$$Q_{нз} = 85.5 * [CH4]_o + 152 * [C2H6]_o + 218 * [C3H8]_o + 283 * [C4H10]_o + 349 * [C5H12]_o + 56 * [H2S]_o = 85.5 * 74.88 + 152 * 7.74 + 218 * 3.94 + 283 * 2.51 + 349 * 5.04 + 56 * 0.02 = 10908.05$$

где $[CH2]_o$ – содержание метана, %;

$[C2H6]_o$ – содержание этана, %;

$[C3H8]_o$ – содержание пропана, %;

$[C4H10]_o$ – содержание бутана, %;

$[C5H12]_o$ – содержание пентана, %;

Доля энергии теряемая за счет излучения E (11):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (22.8549071)^{0.5} = 0.229472669$$

Объемное содержание кислорода $[O2]_o$, %:

$$[O2]_o = \sum_{i=1}^N ([i]_o * A_o * x_i / M_o) = \sum_{i=1}^N ([i]_o * 16 * x_i / M_o) = 0.138147281$$

где A_o – атомная масса кислорода;

x_i – количество атомов кислорода;

M_o – молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_o , м³/м³ (13):

$$V_o = 0.0476 * (1.5 * [H2S]_o + \sum_{i=1}^N ((x+y/4) * [C_xH_y]_o) - [O2]_o) = 0.0476 * (1.5 * 0.02 + \sum_{i=1}^N ((x+y/4) * [C_xH_y]_o) - 0.138147281) = 12.04645819$$

где x – число атомов углерода;

y – число атомов водорода;

Количество газовой смеси, полученное при сжигании 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_{nc} , м³/м³ (12):

$$V_{nc} = 1 + V_o = 1 + 12.04645819 = 13.04645819$$

Предварительная теплоемкость газовой смеси C_{nc} , ккал/(м³ * град.С): 0.4

Ориентировочное значение температуры горения T_2 , град.С (10):

$$T_2 = T_o + (Q_{нз} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 30 + (10908.05 * (1-0.229472669) * 0.9984) / (13.04645819 * 0.4) = 1638.00399$$

где T_o – температура смеси или газа, град.С;

при условии, что $1500 < T_o < 1800$, $C_{nc} = 0.39$

Температура горения T_2 , град.С (10):

$$T_2 = T_o + (Q_{нз} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 30 + (10908.05 * (1-0.229472669) * 0.9984) / (13.04645819 * 0.39) = 1679.234861$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовой смеси V_1 , м³/с (14):

$$V_1 = B * V_{nc} * (273 + T_2) / 273 = 0.004333 * 13.04645819 * (273 + 1679.234861) / 273 = 0.404250655$$

Длина факела $L_{фн}$, м:



$$L_{\phi n} = 15 * d = 15 * 0.5 = 7.5$$

Высота источника выброса вредных веществ H , м (16):

$$H = L_{\phi n} + h_e = 7.5 + 15 = 22.5$$

где h_e – высота факельной установки от уровня земли, м;

5. РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА (W_o)

Диаметр факела D_{ϕ} , м (29):

$$D_{\phi} = 0.14 * L_{\phi n} + 0.49 * d = 0.14 * 7.5 + 0.49 * 0.5 = 1.295$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовой смеси (W_o), (м/с):

$$W_o = 1.27 * V_1 / D_{\phi}^2 = 1.27 * 0.404250655 / 1.295^2 = 0.306136362$$

6. РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс i -ого вредного вещества рассчитывается по формуле Π_i , т/год (30):

$$\Pi_i = 0.0036 * \tau * M_i$$

где τ – продолжительность работы факельной установки, ч/год: **8424**;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный)	0.0883932	2.68064754
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.010607184	0.321677705
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.001723667	0.052272627
0410	Метан (727*)	0.00220983	0.067016189
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.00883932	0.268064754
0380	Диоксид углерода	11.61741292	352.3143111
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Серни	0.002476388	0.075099943
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000002109	0.00006396

Площадка: месторождение Чинаревское 2 вариант 2022 год

Цех: УПН

Источник: 0006,0007

Наименование: факельные установки (технологически неизбежное сжигание)

Тип: Высотная

Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь

Тип месторождения: сернистое

1. РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Таблица процентного содержания составляющих смеси.

Состав смеси задавался в объемных долях.

Компонент	[%]об.	[%]мас.	Молек.мас.	Плотность
Метан(CH4)	74.88	52.5620093	16.043	0.7162
Этан(C2H6)	7.74	10.1834498	30.07	1.3424
Пропан(C3H8)	3.94	7.60196395	44.097	1.9686
Бутан(C4H10)	2.51	6.38336613	58.124	2.5948
Пентан(C5H12)	5.04	15.9108518	72.151	3.2210268
Азот(N2)	5.68	6.96265704	28.016	1.2507
Диоксид углерода(CO2)	0.19	0.36587722	44.011	1.9648
Сероводород(H2S)	0.02	0.02982466	34.082	1.5215



Молярная масса смеси M , кг/моль (прил.3,(5)): **22.8549071**

Плотность сжигаемой смеси R_o , кг/м³: **1.02**

Показатель адиабаты K (23):

$$K = \sum_{i=1}^N (K_i * [i]_o) = 1.201146$$

где (K_i) - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;

$[i]_o$ - объемные единицы составляющих смеси, %;

Скорость распространения звука в смеси $W_{3в}$, м/с (прил.6):

$$W_{3в} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.201146 * (30 + 273) / 22.8549071)^{0.5} = 365.1325733$$

где T_o - температура смеси, град.С;

Объемный расход B , м³/с: **3.06**

Скорость истечения смеси $W_{ист}$, м/с (3):

$$W_{ист} = 4 * B / (\pi * d^2) = 4 * 3.06 / (3.141592654 * 0.5^2) = 15.58445203$$

Массовый расход G , г/с (2):

$$G = 1000 * B * R_o = 1000 * 3.06 * 1.02 = 3121.2$$

Проверка условия беспламенного горения, т.к. $W_{ист} / W_{3в} = 0.042681626 < 0.2$, горение сажевое.

2.РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси n : **0.9984**

Массовое содержание углерода $[C]_м$, % (прил.3,(8)):

$$[C]_м = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - [нег]_o) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - 0) * 22.8549071) = 72.25231732$$

где x_i - число атомов углерода;

$[нег]_o$ - общее содержание негорючих примесей, %: *****;

величиной $[нег]_o$ можно пренебречь, т.к. ее значение не превышает 3%;

Расчет мощности выброса метана, оксида углерода, оксидов азота, сажи M_i , г/с: (1)

$$M_i = UB_i * G$$

где UB_i - удельные выбросы вредных веществ, г/г;

0.8, 0.13 - коэффициенты трансформации оксидов азота в атмосфере ([2],п.2.2.4)

Код	Примесь	УВ г/г	М г/с
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный)	0.02	62.4240000
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	7.4908800
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	1.2172680
0410	Метан (727*)	0.0005	1.5606000
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	6.2424000

Мощность выброса диоксида углерода M_{co2} , г/с (6):

$$M_{co2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_м + [CO2]_м) - M_{co} - M_{ch4} - M_c = 0.01 * 3121.200000 * (3.67 * 0.9984000 * 72.2523173 + 0.3658772) - 62.4240000 - 1.5606000 - 6.2424000 = 8204.311916$$

где $[CO2]_м$ - массовое содержание диоксида углерода, %;

M_{co} - мощность выброса оксида углерода, г/с;



M_{ch4} - мощность выброса метана, г/с;

M_c - мощность выброса сажи, г/с;

Массовое содержание серы $[S]_M$, %:

$$[S]_M = \sum_{i=1}^N ([i]_M * A_s * x_i / M_s) = \sum_{i=1}^N ([i]_M * 32.064 * x_i / M_s) = 0.028058744$$

где A_s - атомная масса серы;

x_i - количество атомов серы;

M_s - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы серы;

$[i]_M$ - массовые единицы составляющих смеси, %;

Мощность выброса диоксида серы M_{so2} , г/с (7):

$$M_{so2} = 0.02 * [S]_M * G * n = 0.02 * 0.028058744 * 3121.2 * 0.9984 = 1.748736591$$

Мощность выброса сероводорода M_{h2s} , г/с (8):

$$M_{h2s} = 0.01 * [H2S]_M * G * (1-n) = 0.01 * 0.029824667 * 3121.2 * (1-0.9984) = 0.00148942$$

3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания $Q_{нз}$, ккал/м³ (прил.3,(1)):

$$Q_{нз} = 85.5 * [CH4]_o + 152 * [C2H6]_o + 218 * [C3H8]_o + 283 * [C4H10]_o + 349 * [C5H12]_o + 56 * [H2S]_o = 85.5 * 74.88 + 152 * 7.74 + 218 * 3.94 + 283 * 2.51 + 349 * 5.04 + 56 * 0.02 = 10908.05$$

где $[CH2]_o$ - содержание метана, %;

$[C2H6]_o$ - содержание этана, %;

$[C3H8]_o$ - содержание пропана, %;

$[C4H10]_o$ - содержание бутана, %;

$[C5H12]_o$ - содержание пентана, %;

Доля энергии теряемая за счет излучения E (11):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (22.8549071)^{0.5} = 0.229$$

Объемное содержание кислорода $[O2]_o$, %:

$$[O2]_o = \sum_{i=1}^N ([i]_o * A_o * x_i / M_o) = \sum_{i=1}^N ([i]_o * 16 * x_i / M_o) = 0.138147281$$

где A_o - атомная масса кислорода;

x_i - количество атомов кислорода;

M_o - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_o , м³/м³ (13):

$$V_o = 0.0476 * (1.5 * [H2S]_o + \sum_{i=1}^N ((x+y/4) * [CxHy]_o) - [O2]_o) = 0.0476 * (1.5 * 0.02 + \sum_{i=1}^N ((x+y/4) * [CxHy]_o) - 0.138147281) = 12.04645819$$

где x - число атомов углерода;

y - число атомов водорода;

Количество газовоздушной смеси, полученное при сжигании 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_{nc} , м³/м³ (12):

$$V_{nc} = 1 + V_o = 1 + 12.04645819 = 13.04645819$$

Предварительная теплоемкость газовоздушной смеси C_{nc} , ккал/(м³*град.С): 0.4

Ориентировочное значение температуры горения T_z , град.С (10):



$$T_z = T_o + (Q_{H_2} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 30 + (10908.05 * (1-0.229) * 0.9984) / (13.04645819 * 0.4) = 1638.990398$$

где T_o - температура смеси или газа, град.С;

при условии, что $1500 \leq T_o < 1800$, $C_{nc} = 0.39$

Температура горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{H_2} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 30 + (10908.05 * (1-0.229) * 0.9984) / (13.04645819 * 0.39) = 1680.246562$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовой смеси V_1 , м³/с (14):

$$V_1 = B * V_{nc} * (273 + T_z) / 273 = 3.06 * 13.04645819 * (273 + 1680.246562) / 273 = 285.6330614$$

Длина факела $L_{фн}$, м:

$$L_{фн} = 15 * d = 15 * 0.5 = 7.5$$

Высота источника выброса вредных веществ H , м (16):

$$H = L_{фн} + h_g = 7.5 + 15 = 22.5$$

где h_g - высота факельной установки от уровня земли, м;

5. РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА (W_o)

Диаметр факела $D_{ф}$, м (29):

$$D_{ф} = 0.14 * L_{фн} + 0.49 * d = 0.14 * 7.5 + 0.49 * 0.5 = 1.295$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовой смеси (W_o), (м/с):

$$W_o = 1.27 * V_1 / D_{ф}^2 = 1.27 * 285.6330614 / 1.295^2 = 216.3080384$$

6. РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс i -ого вредного вещества рассчитывается по формуле Π_i , т/год (30):

$$\Pi_i = 0.0036 * \tau * M_i$$

где τ - продолжительность работы факельной установки, ч/год: 336;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный)	62.424	75.5080704
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	7.49088	9.060968448
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1.217268	1.472407373
0410	Метан (727*)	1.5606	1.88770176
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	6.2424	7.55080704
0380	Диоксид углерода	8204.311916	9923.935693
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Серни	1.748736591	2.11527178
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00148942	0.001801602

Источник №0008-0010 - Резервуар конденсата 5000 м3						
Исходные данные						
Наименование продукта	макс. объем паровоздушной смеси, выт. из резервуара	количество жидкости, закач.в резервуар	объем резервуара	количество резервуаров		
	$Vч^{max}, м^3/час$	B, т/год	$Vp, м^3$	Np		
конденсат	75	51700,0	5000,0	1		
температура начала кипения нефти	плотность нефти	время эксплуатации резервуара	время эксплуатации резервуара	давление насыщенных паров нефти	темп-ра жидкости	
$tнк, ^0C$	$гж, т/м^3$	$t1, сут/год$	$t2, час/сут$	$P_{38}, мм.рт.ст$	$tж^{max}, ^0C$	$tж^{min}, ^0C$
49	0,7526	365	24	397,53	21,7	5
Табличные данные						
молекулярная масса паров нефти, (согл.Приложения 5)	коэф-т пересчета конц-й насыщ. паров нефти при макс. темп-ре	коэф-т пересчета конц-й насыщ. паров нефти при мин. темп-ре	коэф-т, характе- рий эксплуатац. особ-ти резервуара (согл. Приложения 8)	коэф-т, завис-й от давления насыщ.паров (согл. Приложения 9)	коэф-т, завис-й от годовой оборачиваемости n (согл. Приложения 10)	оборачи-ваемость, $n=B/(гж*Vp*Np)$
m	Kt^{max}	Kt^{min}	Kp	Kв	Коб	n
63	1,08	0,59	0,56	1	1,35	14
Расчет						
Валовый выброс		$G=0,294*P_{38}*m*(Kt^{max}*Kв+Kt^{min})*Kp^{cp}*Kоб*B/10^7*гж$			т/год	63,8590
Максимально-разовые выбросы		$M=0,163*P_{38}*m*Kt^{max}*Kp^{max}*Kв*Vч^{max}/10^4$			г/с	18,5170
Идентификация состава выбросов						
Определяемый параметр	C1-C5	C6-C10	бензол	толуол	ксилол	сероводород
Ci, масс%	72,46	26,8	0,35	0,22	0,11	0,06
Mi, г/с	13,4174	4,9626	0,0648	0,0407	0,0204	0,0111
Gi, т/год	46,2723	17,1142	0,2235	0,1405	0,0702	0,0383
Расчет выполнен для одного резервуара, всего - 3 ед.						
Расчет выполнен в соответствии с "Методическими указаниями по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров" РНД 211.2.02.09-2004						

Источник №6001 Площадка УКПГ-1/2

Выбросы приняты согласно ««Проекту нормативов предельно-допустимых выбросов в атмосферу (ПДВ) для ТОО «Жаикмунай» на 2021 год».

Код в-ва	Наименование вещества	Выброс Вещества, г/с	Выброс вещества, т/год
150	Натрий гидроксид	0,000039	0,001025
151	Ди натрий гидрат	0,000039	0,001025
301	Азота диоксид	62,094791	132,223369
302	Азотная кислота	0,0015	0,03942
303	Аммиак	0,000147	0,003863
304	Азота оксид	12,176393	82,502564
316	Соляная кислота	0,000396	0,010408
322	Серная кислота	0,000081	0,002105
328	Сажа	38,552446	24,488855
330	Диоксид серы	5,895625	41,194871
331	Сера	0,045663	1,315356
333	Сероводород	0,35408847	0,756719884
337	Оксид углерода	455,313084	609,732726
410	Метан	19,510755	49,160894
415	Углеводороды C1-C5	31,5945041	68,535892
416	Углеводороды C6-C10	0,66353711	4,59988711
602	Бензол	0,009849	0,0196
616	Диметилбензол	0,059196	0,1146759
621	Метилбензол	0,004624	0,00644
703	Бензапирен	0,0000089	0,00000018
906	Тетрахлорметан	0,00147	0,038632
1023	Дигликоль	0,20352913	1,447138453
1042	Бутиловый спирт	0,044444	0,075
1052	Метанол	0,329723	1,994094
1061	Этиловый спирт	0,00501	0,131663
1325	Формальдегид	0,085365	0,001807
1401	Ацетон	0,001911	0,050221
1555	Уксусная кислота	0,00057	0,01498
1716	Смесь природных меркаптанов	0,000204452	0,000999574
1880	Диэтаноламин	0,15088067	0,87693313
2049	Красители органические анионные	0,014577	0,049197
2735	Масло нефтяное	0,104779	0,20716
2752	Уайт-спирит	0,014577	0,049197
2754	Углеводороды C12-C19	2,113452	1,768413
2902	Взвешенные вещества	0,2072	1,764705
2930	Пыль абразивная	0,0026	0,032011
	ВСЕГО:	629,5570588	1023,211847

Источник №6002 Площадка УКПГ-3

Выбросы приняты согласно ««Проекту нормативов предельно-допустимых выбросов в атмосферу (ПДВ) для ТОО «Жаикмунай» на 2021 год».

Код в-ва	Наименование вещества	Выброс вещества г/с	Выброс вещества, т/год
123	Оксид железа	0,003326	0,004383
143	Марганец и его соединения	0,000286	0,000377
301	Азота (IV) диоксид (4)	8,161975	30,793791
304	Азот (II) оксид (6)	7,350376	51,656161
328	Углерод (593)	2,710894	7,0822
330	Сера диоксид (526)	169,223796	65,115241
333	Сероводород	0,165088	0,697439
337	Углерод оксид (594)	52,9732	267,806933
342	Фтористые газообразные соединения	0,000233	0,000308
344	Фториды	0,001027	0,001353
410	Метан (734*)	7,219107	125,970585
415	Углеводороды C1-C5	3,046192	92,116814
416	Углеводороды C6-C10	0,235989	7,136309
703	Бенз/а/пирен (54)	0,0000024	0,000000003
1023	Дигликоль	0,358337	10,836116
1034	Пропан-1,2-диол (1026*)	1,384566	4,3017542
1052	Метанол (343)	0,133612	2,00798
1325	Формальдегид (619)	0,024167	0,000025
1716	Смесь природных меркаптанов	0,0037074	0,0006262
2735	Масло минеральное нефтяное	0,063291	1,766677
2754	Углеводороды предельные C12-19	0,6817023	2,691185
2902	Взвешенные частицы (вещества)	0,12336	0,601413
2908	Пыль неорганическая: 70-20%	0,000436	0,000574
2930	Пыль абразивная (1046*)	0,00066	0,001159
3401	Ди(2-гидроксиэтил)метиламин (370*)	0,058195	1,759835
	ВСЕГО:	253,9235251	672,3492384

Источник №6003 Площадка ГТЭС-26МВт

Выбросы приняты согласно ««Проекту нормативов предельно-допустимых выбросов в атмосферу (ПДВ) для ТОО «Жаикмунай» на 2021 год».

Код в-ва	Наименование вещества	Выброс Вещества, г/с	Выброс вещества, т/год
301	Азота диоксид	4,09896	82,497626
304	Азота оксид	0,666081	13,405864
330	Диоксид серы	0,013713	0,405203
333	Сероводород	0,00000121	0,000042
337	Оксид углерода	34,397289	1016,398613
410	Метан	4,986582	147,347514
415	Углеводороды C1-C5	0,129584	7,070036
416	Углеводороды C6-C10	0,0000225	0,001232
1716	Смесь меркаптанов	0,00000121	0,000073
2735	Масло нефтяное	0,042858	1,35158
	ВСЕГО:	44,33509192	1268,477783

Источник №6004 - Площадка добывающих скважин							
Исходные и табличные данные							
вид технологического потока	количество ЗРА		расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность		расчетная величина утечки		суммарные выбросы
	ЗРА	фланцевые соединения	ЗРА	фланцевые соединения	ЗРА	фланцевые соединения	
	шт	шт			кг/час	кг/час	
нефть-газ	11	25	0,365	0,05	0,012996	0,000396	0,0527
Расчет							
Валовый выброс		т/год	0,4614				
Максимально-разовые выбросы		г/с	0,0146				
Идентификация состава выбросов							
Определяемый	C1-C5	C6-C10	бензол	толуол	ксилол	сероводород	
C _i , масс%	72,46	26,8	0,35	0,22	0,11	0,06	
M _i , г/с	0,0106021	0,0039213	0,0000512	0,0000322	0,0000161	0,00000878	
G _i , т/год	0,3343476	0,1236616	0,0016150	0,0010151	0,0005076	0,0002769	
Расчет выполнен на 1 скважину							
Всего - 27 скв.							
Исходные и табличные данные							
вид технологического потока	количество ЗРА		расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность		расчетная величина утечки		суммарные выбросы
	ЗРА	фланцевые соединения	ЗРА	фланцевые соединения	ЗРА	фланцевые соединения	
	шт	шт			кг/час	кг/час	
газ-конденсат	10	22	0,293	0,03	0,020988	0,000720	0,0620
Расчет							
Валовый выброс		т/год	0,5429				
Максимально-разовые выбросы		г/с	0,0172				
Идентификация состава выбросов							
Определяемый	C1-C5	C6-C10	бензол	толуол	ксилол	сероводород	
C _i , масс%	72,46	26,8	0,35	0,22	0,11	0,06	
M _i , г/с	0,0124732	0,0046133	0,0000602	0,0000379	0,0000189	0,00001033	
G _i , т/год	0,3933546	0,1454858	0,0019000	0,0011943	0,0005971	0,0003257	
Расчет выполнен на 1 скважину							
Всего - 39 скв.							

2 вариант разработки

2029 год

Источник №0001 - Резервуар нефти 2000 м3						
Исходные данные						
Наименование продукта	макс. объем паровоздушной смеси, выт. из резервуара	количество жидкости, закач.в резервуар	объем резервуара	режим эксплуатации	ССВ	количество резервуаров
	$Vч^{max}$, м ³ /час	В, т/год	Vp , м ³	буферная емкость	понтон отсутствует	№
нефть	70	66160,0	2000,0			1
температура начала кипения нефти	плотность нефти	время эксплуатации резервуара	время эксплуатации резервуара	давление насыщенных паров нефти	темп-ра жидкости	
$t_{нк}$, °C	$\rho_{ж}$, т/м ³	t_1 , сут/год	t_2 , час/сут	P_{38} , мм.рт.ст	$t_{ж}^{max}$, °C	$t_{ж}^{min}$, °C
49	0,8	365	24	397,53	21,7	5
Табличные данные						
молекулярная масса паров нефти, (согл.Приложения 5)	коэф-т пересчета конц-й насыщ. паров нефти при макс. темп-ре	коэф-т пересчета конц-й насыщ. паров нефти при мин. темп-ре	коэф-т, характер- ный эксплуатац. особ-ти резервуара (согл. Приложения 8)	коэф-т, завис-й от давления насыщ.паров (согл. Приложения 9)	коэф-т, завис-й от годовой оборачиваемости n (согл. Приложения 10)	оборачи- ваемость, $n=B/(\rho_{ж} \cdot Vp \cdot Np)$
m	Kt^{max}	Kt^{min}	Kp	Kв	Коб	n
63	0,6	0,35	0,10	1	1,35	41
Расчет						
Валовый выброс		$G=0,294 \cdot P_{38} \cdot m \cdot (Kt^{max} \cdot K_{в} + Kt^{min}) \cdot Kp^{cp} \cdot K_{об} \cdot B / 10^7 \cdot \rho_{ж}$			т/год	7,8095
Максимально-разовые выбросы		$M=0,163 \cdot P_{38} \cdot m \cdot Kt^{max} \cdot Kp^{max} \cdot K_{в} \cdot Vч^{max} / 10^4$			г/с	1,7145
Идентификация состава выбросов						
Определяемый параметр	C1-C5	C6-C10	бензол	толуол	ксилол	сероводород
C _i , масс%	72,46	26,8	0,35	0,22	0,11	0,06
M _i , г/с	1,2424	0,4595	0,0060	0,0038	0,0019	0,0010
G _i , т/год	5,6587	2,0929	0,0273	0,0172	0,0086	0,0047
Расчет выполнен в соот. с "Методическими указаниями по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров" РНД 211.2.02.09-2004						

Расчет выполнен в соот. с "Методическими указаниями по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров" РНД 211.2.02.09-2004



Источник №0002 - Резервуар нефти 3000 м3						
Исходные данные						
Наименование продукта	макс. объем паровоздушной смеси, выт. из резервуара	количество жидкости, закач.в резервуар	объем резервуара	режим эксплуатации	ССВ	количество резервуаров
	$Vч^{max}$, м ³ /час	В, т/год	Vp , м ³	буферная емкость	понтон отсутствует	Np
нефть	70	99240,0	3000,0			1
температура начала кипения нефти	плотность нефти	время эксплуатации резервуара	время эксплуатации резервуара	давление насыщенных паров нефти	темп-ра жидкости	
$t_{нк}$, °C	$\rho_{ж}$, т/м ³	t_1 , сут/год	t_2 , час/сут	P_{38} , мм.рт.ст	$t_{ж}^{max}$, °C	$t_{ж}^{min}$, °C
49	0,8	365	24	397,53	21,7	5
Табличные данные						
молекулярная масса паров нефти, (согл.Приложения 5)	коэф-т пересчета конц-й насыщ. паров нефти при макс. темп-ре	коэф-т пересчета конц-й насыщ. паров нефти при мин. темп-ре	коэф-т, характер- ный эксплуатац. особ-ти резервуара (согл. Приложения 8)	коэф-т, завис-й от давления насыщ.паров (согл. Приложения 9)	коэф-т, завис-й от годовой оборачиваемости n (согл. Приложения 10)	оборачи- ваемость, $n=B/(\rho_{ж} * Vp * Np)$
m	Kt^{max}	Kt^{min}	Kp	Kв	Коб	n
63	0,6	0,35	0,10	1	1,35	41
Расчет						
Валовый выброс		$G=0,294 * P_{38} * m * (Kt^{max} * K_{в} + Kt^{min}) * Kp^{cp} * Коб * B / 10^7 * \rho_{ж}$			т/год	11,7142
Максимально-разовые выбросы		$M=0,163 * P_{38} * m * Kt^{max} * Kp^{max} * K_{в} * Vч^{max} / 10^4$			г/с	1,7145
Идентификация состава выбросов						
Определяемый параметр	C1-C5	C6-C10	бензол	толуол	ксилол	сероводород
C_i , масс%	72,46	26,8	0,35	0,22	0,11	0,06
M_i , г/с	1,2424	0,4595	0,0060	0,0038	0,0019	0,0010
G_i , т/год	8,4881	3,1394	0,0410	0,0258	0,0129	0,0070
Расчет выполнен в соот. с "Методическими указаниями по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров" РНД 211.2.02.09-2004						

Источник №0003 - Печь ППТ-0,2Г									
Исходные данные									
расход топлива			плотность газа	время работы	высота выхлопной трубы	диаметр выхлопной трубы	число форсунок	тепловая мощ-ть печи	
B, кг/ч	Bv, м³/час	B _{год} м³/год	g, кг/м³	t, час	м	м	n, шт	Гкал/час	Qp, МДж/ч
36	35	301560	1,02	8616	9,9	0,45	1	0,2	838
Табличные и расчетные данные									
содержание серы в топливе	содержание серодорода в топливе	массовая доля жидкого топлива	объем продуктов сгорания	коэф-т избытка воздуха в уходящих газах	энергетический эквивалент топлива (согл. табл.5.1)	Конц-я оксидов азота пир сжигании топлива в печах			
S ^r , %	[H ₂ S], %	b, %	V _Г =7,84*A*Bv*Э, м³/ч	A	Э	C _{NOx} =1,073*(180+60b)*Qф/Qp*A ^{0,5} *Vсг/VГ*10 ⁻⁶ , (кг/м³)			
	0,02	0	488,9808	1,1	1,62	0,000346			
фактическая ср.теплопроизводительность	Vсг/VГ (согл. табл.5.1)	низшая теплота сгорания топлива (согл. прил.2.1)	выход оксида углерода при сжигании топлива	потери теп-ты, вследствие мех. неполноты сгорания топлива	параметр, хар-щий кол-во оксидов азота, образующихся на 1 ГДж тепла	коэф-т, зависящий от степени снижения выбросов NOx в рез-те прим-я тех. решений			
Qф=29,4*Э*B/n, МДж/ч		QГ ^f , МДж/м³	Cсо=g ₃ *R*QГ ^f , кг/т	g ₄ , %	K _{NOx} , кг/ГДж	b			
1700		0,84	37,71	53860,01	0	0,08	0		
Расчет выбросов									
		диоксид серы	оксид углерода	метан	диоксид азота, с учетом окислов азота коэф.трансформации 0,8	оксид азота, с учетом окислов азота коэф.трансформации 0,13			
		Πso ₂ =[2S ^r b+1,88*[H2S]*(1-b)]*10 ⁻² (кг/ч)	Πсо=1,5*B*10 ⁻³ (кг/ч)	Πсн4=1,5*B*10 ⁻³ (кг/ч)	ΠNO _x =VГ*CNO _x (кг/ч)				
Валовый выброс, т/год		0,0032396	0,4614	0,4614	1,1650	0,1893			
Максимально-разовые выбросы, г/с		0,0001044	0,0149	0,0149	0,0376	0,0061			
Mi=Πi*10 ⁶ /t*3600									
Расход отработавших газов		Qог=VГ/3600		м³/с	0,14				
Ср. ск-ть газовоздушной смеси		W=(4*Qог)/(3,14*d²)		м/с	1,3438				
Расчет выполнен в соот. со "Сборником методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами" -Алматы 1996 г.									

Расчет выполнен в соот. со "Сборником методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами" -Алматы 1996 г.



Источник №0004 - Печь П-1 (УДН)									
Исходные данные									
расход топлива			плотность газа	время работы	высота выхлопной трубы	диаметр выхлопной трубы	число форсунок	тепловая мощ-ть печи	
B, кг/ч	B _v , м³/час	B _{год} , м³/год	g, кг/м³	t, час	м	м	n, шт	Гкал/час	Q _p , МДж/ч
87	85	732360	1,02	8616	9,9	0,45	1	0,63	2639,7
Табличные и расчетные данные									
содержание серы в топливе	содержание серододорода в топливе	массовая доля жидкого топлива	объем продуктов сгорания	коэф-т избытка воздуха в уходящих газах	энергетический эквивалент топлива (согл. табл.5.1)	Конц-я оксидов азота пир сжигании топлива в печах			
S ^r , %	[H ₂ S], %	b, %	V _r =7,84*A*B _v *Э, м³/ч	A	Э	C _{NOx} =1,073*(180+60b)*Q _ф /Q _p *A ^{0,5} *V _{сг} /V _r *10 ⁻⁶ , (кг/м³)			
	0,02	0	1187,5248	1,1	1,62	0,000266			
фактическая ср.теплопроизводительность	V _{сг} /V _r (согл. табл.5.1)	низшая теплота сгорания топлива (согл. прил.2.1)	выход оксида углерода при сжигании топлива	потери теп-ты, вследствие мех. неполноты сгорания топлива	параметр, хар-щий кол-во оксидов азота, образующихся на 1 ГДж тепла	коэф-т, зависящий от степени снижения выбросов NOx в рез-те прим-я тех. решений			
		Q _r ⁱ , МДж/м³	C _{со} =g ₃ *R*Q _r ⁱ , кг/т	g ₄ , %	K _{NOx} , кг/ГДж	b			
4129	0,84	37,71	130802,89	0	0,08	0			
Расчет выбросов									
		диоксид серы	оксид углерода	метан	диоксид азота, с учетом окислов азота коэф.трансформации 0,8	оксид азота, с учетом окислов азота коэф.трансформации 0,13			
		Π _{so2} =[2S ^r b+1,88*[H ₂ S]*(1-b)]*10 ⁻² (кг/ч)	Π _{со} =1,5*B*10 ⁻³ (кг/ч)	Π _{сн4} =1,5*B*10 ⁻³ (кг/ч)	Π _{NOx} =V _r *C _{NOx} (кг/ч)				
Валовый выброс, т/год		0,0032396	1,1205	1,1205	2,1813	0,3545			
Максимально-разовые выбросы, г/с		0,0001044	0,0361	0,0361	0,0703	0,0114			
Mi=Πi*10 ⁶ /t*3600									
Расход отработавших газов									
Qог=Vr/3600				м³/с	0,33				
Ср. ск-ть газовойдушной смеси		W=(4*Qог)/(3,14*d²)		м/с	3,2636				
Расчет выполнен в соот. со "Сборником методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами" -Алматы 1996 г.									



Источник №0005 - Печь П-2 (УДН)									
Исходные данные									
расход топлива			плотность газа	время работы	высота выхлопной трубы	диаметр выхлопной трубы	число форсунок	тепловая мощ-ть печ	
B, кг/ч	B _в , м ³ /час	B _{год} , м ³ /год	g, кг/м ³	t, час	м	м	n, шт	Гкал/час	Q _р , МДж/ч
12	12	103392	1,02	8616	9,9	0,45	1	0,63	2639,7
Табличные и расчетные данные									
содержание серы в топливе	содержание серододорода в топливе	массовая доля жидкого топлива	объем продуктов сгорания	коэф-т избытка воздуха в уходящих газах	энергетический эквивалент топлива (согл. табл.5.1)	Конц-я оксидов азота пир сжигании топлива в печах			
S ^г , %	[H ₂ S], %	b, %	V _г =7,84*A*B _в *Э, м ³ /ч	A	Э	C _{NOx} =1,073*(180+60b)*Q _ф /Q _р *A ^{0,5} *V _{сг} /V _г *10 ⁻⁶ , (кг/м ³)			
	0,02	0	167,6506	1,1	1,62	0,000038			
фактическая ср.теплопроизводительность	V _{сг} /V _г (согл. табл.5.1)	низшая теплота сгорания топлива (согл. прил.2.1)	выход оксида углерода при сжигании топлива	потери теп-ты, вследствие мех. неполноты сгорания топлива	параметр, хар-щий кол-во оксидов азота, образующихся на 1 ГДж тепла	коэф-т, зависящий от степени снижения выбросов NOx в рез-те прим-я тех. решений			
		Q _г ^г , МДж/м ³	C _{со} =g ₃ *R*Q _г ^г , кг/т	g ₄ , %	K _{NOx} , кг/ГДж	b			
583	0,84	37,71	18466,29	0	0,08	0			
Расчет выбросов									
		диоксид серы	оксид углерода	метан	диоксид азота, с учетом окислов азота коэф.трансформации 0,8	оксид азота, с учетом окислов азота коэф.трансформации 0,13			
		P _{so2} =[2S ^г b+1,88*[H2S]*(1-b)]*10 ⁻² (кг/ч)	P _{со} =1,5*B*10 ⁻³ (кг/ч)	P _{сн4} =1,5*B*10 ⁻³ (кг/ч)	Π _{NOx} =V _г *C _{NOx} (кг/ч)				
Валовый выброс, т/год		0,0032396	0,1582	0,1582	0,0435	0,0071			
Максимально-разовые выбросы, г/с		0,0001044	0,0051	0,0051	0,0014	0,0002			
Mi=Πi*10 ⁶ /t*3600									
Расход отработавших газов		Qог=Vг/3600		м ³ /с	0,05				
Ср. ск-ть газовойдушной смеси		W=(4*Qог)/(3,14*d ²)		м/с	0,4607				
Расчет выполнен в соот. со "Сборником методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами" -Алматы 1996 г.									



Расчет валовых выбросов

Список литературы:

1. "Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей". Министерство охраны окружающей среды РК. РНД. Астана 2008г.
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух. (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005

Площадка: месторождение Чинаревское 2 вариант 2029 год

Цех: УПН

Источник: 0006,0007

Наименование: Факельные дежурные горелки

Тип: Высотная

Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь

Тип месторождения: сернистое

1. РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Таблица процентного содержания составляющих смеси.

Состав смеси задавался в объемных долях.

Компонент	[%] об.	[%] мас.	Молек. мас.	Плотность
Метан (CH ₄)	74.88	52.5620093	16.043	0.7162
Этан (C ₂ H ₆)	7.74	10.1834498	30.07	1.3424
Пропан (C ₃ H ₈)	3.94	7.60196395	44.097	1.9686
Бутан (C ₄ H ₁₀)	2.51	6.38336613	58.124	2.5948
Пентан (C ₅ H ₁₂)	5.04	15.9108518	72.151	3.2210268
Азот (N ₂)	5.68	6.96265704	28.016	1.2507
Диоксид углерода (CO ₂)	0.19	0.36587722	44.011	1.9648
Сероводород (H ₂ S)	0.02	0.02982466	34.082	1.5215

Молярная масса смеси M , кг/моль (прил.3, (5)): **22.8549071**

Плотность сжигаемой смеси R_o , кг/м³: **1.02**

Показатель адиабаты K (23):

$$K = \sum_{i=1}^N (K_i * [i]_o) = 1.201146$$

где (K_i) – показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;

$[i]_o$ – объемные единицы составляющих смеси, %;

Скорость распространения звука в смеси W_{36} , м/с (прил.6):

$$W_{36} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.201146 * (30 + 273) / 22.8549071)^{0.5} = 365.1325733$$

где T_o – температура смеси, град.С;

Объемный расход B , м³/с: **0.004333**

Скорость истечения смеси $W_{ист}$, м/с (3):

$$W_{ист} = 4 * B / (\pi * d^2) = 4 * 0.004333 / (3.141592654 * 0.5^2) = 0.022067788$$

Массовый расход G , г/с (2):

$$G = 1000 * B * R_o = 1000 * 0.004333 * 1.02 = 4.41966$$

Проверка условия бессажевого горения, т.к. $W_{ист} / W_{36} = 0.000060438 < 0.2$, горение сажевое.



2. РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси **n: 0.9984**

Массовое содержание углерода $[C]_M$, % (прил.3, (8)):

$$[C]_M = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - [нег]_o) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - 0) * 22.8549071) = 72.25231732$$

где x_i – число атомов углерода;

$[нег]_o$ – общее содержание негорючих примесей, %: ****;

величиной $[нег]_o$ можно пренебречь, т.к. ее значение не превышает 3%;

Расчет мощности выброса метана, оксида углерода, оксидов азота, сажи M_i , г/с: (1)

$$M_i = UB_i * G$$

где UB_i – удельные выбросы вредных веществ, г/г;

0.8, 0.13 – коэффициенты трансформации оксидов азота в атмосфере ([2], п.2.2.4)

Код	Примесь	УВ г/г	М г/с
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный)	0.02	0.0883932
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	0.0106072
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	0.0017237
0410	Метан (727*)	0.0005	0.00220983
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.00883932

Мощность выброса диоксида углерода M_{co2} , г/с (6):

$$M_{co2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_M + [CO2]_M) - M_{co} - M_{ch4} - M_c = 0.01 * 4.4196600 * (3.67 * 0.9984000 * 72.2523173 + 0.3658772) - 0.0883932 - 0.0022098 - 0.0088393 = 11.61741292$$

где $[CO2]_M$ – массовое содержание диоксида углерода, %;

M_{co} – мощность выброса оксида углерода, г/с;

M_{ch4} – мощность выброса метана, г/с;

M_c – мощность выброса сажи, г/с;

Массовое содержание серы $[S]_M$, %:

$$[S]_M = \sum_{i=1}^N ([i]_M * A_s * x_i / M_s) = \sum_{i=1}^N ([i]_M * 32.066 * x_i / M_s) = 0.028060494$$

где A_s – атомная масса серы;

x_i – количество атомов серы;

M_s – молярная масса составляющей смеси содержащая атомы серы;

$[i]_M$ – массовые единицы составляющих смеси, %;

Мощность выброса диоксида серы M_{so2} , г/с (7):

$$M_{so2} = 0.02 * [S]_M * G * n = 0.02 * 0.028060494 * 4.41966 * 0.9984 = 0.002476388$$

Мощность выброса сероводорода M_{h2s} , г/с (8):

$$M_{h2s} = 0.01 * [H2S]_M * G * (1-n) = 0.01 * 0.029824667 * 4.41966 * (1-0.9984) = 0.000002109$$

3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ



Низшая теплота сгорания $Q_{нз}$, ккал/м³ (прил.3, (1)):

$$Q_{нз} = 85.5 * [CH_4]_o + 152 * [C_2H_6]_o + 218 * [C_3H_8]_o + 283 * [C_4H_{10}]_o + 349 * [C_5H_{12}]_o + 56 * [H_2S]_o = 85.5 * 74.88 + 152 * 7.74 + 218 * 3.94 + 283 * 2.51 + 349 * 5.04 + 56 * 0.02 = 10908.05$$

где $[CH_4]_o$ – содержание метана, %;

$[C_2H_6]_o$ – содержание этана, %;

$[C_3H_8]_o$ – содержание пропана, %;

$[C_4H_{10}]_o$ – содержание бутана, %;

$[C_5H_{12}]_o$ – содержание пентана, %;

Доля энергии теряемая за счет излучения E (11):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (22.8549071)^{0.5} = 0.229472669$$

Объемное содержание кислорода $[O_2]_o$, %:

$$[O_2]_o = \sum_{i=1}^N ([i]_o * A_o * x_i / M_o) = \sum_{i=1}^N ([i]_o * 16 * x_i / M_o) = 0.138147281$$

где A_o – атомная масса кислорода;

x_i – количество атомов кислорода;

M_o – молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_o , м³/м³ (13):

$$V_o = 0.0476 * (1.5 * [H_2S]_o) + \sum_{i=1}^N ((x+y/4) * [C_xH_y]_o) - [O_2]_o = 0.0476 * (1.5 * 0.02 + \sum_{i=1}^N ((x+y/4) * [C_xH_y]_o) - 0.138147281) = 12.04645819$$

где x – число атомов углерода;

y – число атомов водорода;

Количество газовойоздушной смеси, полученное при сжигании 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_{nc} , м³/м³ (12):

$$V_{nc} = 1 + V_o = 1 + 12.04645819 = 13.04645819$$

Предварительная теплоемкость газовойоздушной смеси C_{nc} , ккал/(м³ * град.С): 0.4

Ориентировочное значение температуры горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{нз} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 30 + (10908.05 * (1-0.229472669) * 0.9984) / (13.04645819 * 0.4) = 1638.00399$$

где T_o – температура смеси или газа, град.С;

при условии, что $1500 < T_o < 1800$, $C_{nc} = 0.39$

Температура горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{нз} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 30 + (10908.05 * (1-0.229472669) * 0.9984) / (13.04645819 * 0.39) = 1679.234861$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовойоздушной смеси V_1 , м³/с (14):

$$V_1 = B * V_{nc} * (273 + T_z) / 273 = 0.004333 * 13.04645819 * (273 + 1679.234861) / 273 = 0.404250655$$

Длина факела $L_{фн}$, м:

$$L_{фн} = 15 * d = 15 * 0.5 = 7.5$$

Высота источника выброса вредных веществ H , м (16):



$$H = L_{\phi n} + h_e = 7.5 + 15 = 22.5$$

где h_e – высота факельной установки от уровня земли, м;

5. РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА (W_o)

Диаметр факела D_{ϕ} , м (29):

$$D_{\phi} = 0.14 * L_{\phi n} + 0.49 * d = 0.14 * 7.5 + 0.49 * 0.5 = 1.295$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовой смеси (W_o), (м/с):

$$W_o = 1.27 * V_1 / D_{\phi}^2 = 1.27 * 0.404250655 / 1.295^2 = 0.306136362$$

6. РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс i -ого вредного вещества рассчитывается по формуле Π_i , т/год (30):

$$\Pi_i = 0.0036 * \tau * M_i$$

где τ – продолжительность работы факельной установки, ч/год: **8424**;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный)	0.0883932	2.68064754
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.010607184	0.321677705
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.001723667	0.052272627
0410	Метан (727*)	0.00220983	0.067016189
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.00883932	0.268064754
0380	Диоксид углерода	11.61741292	352.3143111
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Серни	0.002476388	0.075099943
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000002109	0.00006396

Площадка: месторождение Чинаревское 2 вариант 2029 год

Цех: УПН

Источник: 0006,0007

Наименование: факельные установки (технологически неизбежное сжигание)

Тип: Высотная

Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь

Тип месторождения: сернистое

1. РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Таблица процентного содержания составляющих смеси.

Состав смеси задавался в объемных долях.

Компонент	[%]об.	[%]мас.	Молек.мас.	Плотность
Метан(CH4)	74.88	52.5620093	16.043	0.7162
Этан(C2H6)	7.74	10.1834498	30.07	1.3424
Пропан(C3H8)	3.94	7.60196395	44.097	1.9686
Бутан(C4H10)	2.51	6.38336613	58.124	2.5948
Пентан(C5H12)	5.04	15.9108518	72.151	3.2210268
Азот(N2)	5.68	6.96265704	28.016	1.2507
Диоксид углерода(CO2)	0.19	0.36587722	44.011	1.9648
Сероводород(H2S)	0.02	0.02982466	34.082	1.5215

Молярная масса смеси M , кг/моль (прил.3,(5)): **22.8549071**

Плотность сжигаемой смеси R_o , кг/м³: **1.02**



Показатель адиабаты K (23):

$$K = \sum_{i=1}^N (K_i * [il]_o) = 1.201146$$

где (K_i) - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;

$[il]_o$ - объемные единицы составляющих смеси, %;

Скорость распространения звука в смеси $W_{зв}$, м/с (прил.6):

$$W_{зв} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.201146 * (30 + 273) / 22.8549071)^{0.5} = 365.1325733$$

где T_o - температура смеси, град.С;

Объемный расход B , м³/с: 3.06

Скорость истечения смеси $W_{ист}$, м/с (3):

$$W_{ист} = 4 * B / (\pi * d^2) = 4 * 3.06 / (3.141592654 * 0.5^2) = 15.58445203$$

Массовый расход G , г/с (2):

$$G = 1000 * B * R_o = 1000 * 3.06 * 1.02 = 3121.2$$

Проверка условия беспламенного горения, т.к. $W_{ист} / W_{зв} = 0.042681626 < 0.2$, горение сажевое.

2. РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси n : 0.9984

Массовое содержание углерода $[C]_M$, % (прил.3,(8)):

$$[C]_M = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [il]_o) / ((100 - [нег]_o) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [il]_o) / ((100 - 0) * 22.8549071) = 72.25231732$$

где x_i - число атомов углерода;

$[нег]_o$ - общее содержание негорючих примесей, %: *****;

величиной $[нег]_o$ можно пренебречь, т.к. ее значение не превышает 3%;

Расчет мощности выброса метана, оксида углерода, оксидов азота, сажи M_i , г/с: (1)

$$M_i = UB_i * G$$

где UB_i - удельные выбросы вредных веществ, г/г;

0.8, 0.13 - коэффициенты трансформации оксидов азота в атмосфере ([2], п.2.2.4)

Код	Примесь	УВ г/г	М г/с
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный)	0.02	62.4240000
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	7.4908800
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	1.2172680
0410	Метан (727*)	0.0005	1.5606000
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	6.2424000

Мощность выброса диоксида углерода M_{co2} , г/с (6):

$$M_{co2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_M + [CO2]_M) - M_{co} - M_{ch4} - M_c = 0.01 * 3121.200000 * (3.67 * 0.9984000 * 72.2523173 + 0.3658772) - 62.4240000 - 1.5606000 - 6.2424000 = 8204.311916$$

где $[CO2]_M$ - массовое содержание диоксида углерода, %;

M_{co} - мощность выброса оксида углерода, г/с;

M_{ch4} - мощность выброса метана, г/с;

M_c - мощность выброса сажи, г/с;



Массовое содержание серы $[S]_M$, %:

$$[S]_M = \sum_{i=1}^N ([i]_M * A_s * x_i / M_s) = \sum_{i=1}^N ([i]_M * 32.064 * x_i / M_s) = 0.028058744$$

где A_s - атомная масса серы;

x_i - количество атомов серы;

M_s - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы серы;

$[i]_M$ - массовые единицы составляющих смеси, %;

Мощность выброса диоксида серы M_{so2} , г/с (7):

$$M_{so2} = 0.02 * [S]_M * G * n = 0.02 * 0.028058744 * 3121.2 * 0.9984 = 1.748736591$$

Мощность выброса сероводорода M_{h2s} , г/с (8):

$$M_{h2s} = 0.01 * [H2S]_M * G * (1-n) = 0.01 * 0.029824667 * 3121.2 * (1-0.9984) = 0.00148942$$

3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания $Q_{нз}$, ккал/м³ (прил.3,(1)):

$$Q_{нз} = 85.5 * [CH4]_o + 152 * [C2H6]_o + 218 * [C3H8]_o + 283 * [C4H10]_o + 349 * [C5H12]_o + 56 * [H2S]_o = 85.5 * 74.88 + 152 * 7.74 + 218 * 3.94 + 283 * 2.51 + 349 * 5.04 + 56 * 0.02 = 10908.05$$

где $[CH2]_o$ - содержание метана, %;

$[C2H6]_o$ - содержание этана, %;

$[C3H8]_o$ - содержание пропана, %;

$[C4H10]_o$ - содержание бутана, %;

$[C5H12]_o$ - содержание пентана, %;

Доля энергии теряемая за счет излучения E (11):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (22.8549071)^{0.5} = 0.229$$

Объемное содержание кислорода $[O2]_o$, %:

$$[O2]_o = \sum_{i=1}^N ([i]_o * A_o * x_i / M_o) = \sum_{i=1}^N ([i]_o * 16 * x_i / M_o) = 0.138147281$$

где A_o - атомная масса кислорода;

x_i - количество атомов кислорода;

M_o - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_o , м³/м³ (13):

$$V_o = 0.0476 * (1.5 * [H2S]_o + \sum_{i=1}^N ((x+y)/4 * [C_xH_y]_o) - [O2]_o) = 0.0476 * (1.5 * 0.02 + \sum_{i=1}^N ((x+y)/4 * [C_xH_y]_o) - 0.138147281) = 12.04645819$$

где x - число атомов углерода;

y - число атомов водорода;

Количество газовой смеси, полученное при сжигании 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_{nc} , м³/м³ (12):

$$V_{nc} = 1 + V_o = 1 + 12.04645819 = 13.04645819$$

Предварительная теплоемкость газовой смеси C_{nc} , ккал/(м³*град.С): 0.4

Ориентировочное значение температуры горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{нз} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 30 + (10908.05 * (1-0.229) * 0.9984) / (13.04645819 * 0.4) = 1638.990398$$

где T_o - температура смеси или газа, град.С;



при условии, что $1500 \leq T_o < 1800$, $C_{nc} = 0.39$

Температура горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{H_2} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 30 + (10908.05 * (1-0.229) * 0.9984) / (13.04645819 * 0.39) = 1680.246562$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовой смеси V_1 , м³/с (14):

$$V_1 = B * V_{nc} * (273 + T_z) / 273 = 3.06 * 13.04645819 * (273 + 1680.246562) / 273 = 285.6330614$$

Длина факела L_{fn} , м:

$$L_{fn} = 15 * d = 15 * 0.5 = 7.5$$

Высота источника выброса вредных веществ H , м (16):

$$H = L_{fn} + h_g = 7.5 + 15 = 22.5$$

где h_g - высота факельной установки от уровня земли, м;

5. РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА (W_o)

Диаметр факела D_f , м (29):

$$D_f = 0.14 * L_{fn} + 0.49 * d = 0.14 * 7.5 + 0.49 * 0.5 = 1.295$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовой смеси (W_o), (м/с):

$$W_o = 1.27 * V_1 / D_f^2 = 1.27 * 285.6330614 / 1.295^2 = 216.3080384$$

6. РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс i -ого вредного вещества рассчитывается по формуле Π_i , т/год (30):

$$\Pi_i = 0.0036 * \tau * M_i$$

где τ - продолжительность работы факельной установки, ч/год: 336;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный)	62.424	75.5080704
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	7.49088	9.060968448
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1.217268	1.472407373
0410	Метан (727*)	1.5606	1.88770176
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	6.2424	7.55080704
0380	Диоксид углерода	8204.311916	9923.935693
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Серни	1.748736591	2.11527178
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00148942	0.001801602

Источник №0008-0010 - Резервуар конденсата 5000 м3						
Исходные данные						
Наименование продукта	макс. объем паровоздушной смеси, выт. из резервуара	количество жидкости, закач.в резервуар	объем резервуара	количество резервуаров		
	$V_{ч}^{max}, м^3/час$	B, т/год	$V_p, м^3$	Np		
конденсат	75	38867,0	5000,0	1		
температура начала кипения нефти	плотность нефти	время эксплуатации резервуара	время эксплуатации резервуара	давление насыщенных паров нефти	темп-ра жидкости	
$t_{нк}, ^0C$	$\rho_{ж}, т/м^3$	$t_1, сут/год$	$t_2, час/сут$	$P_{38}, мм.рт.ст$	$t_{ж}^{max}, ^0C$	$t_{ж}^{min}, ^0C$
49	0,7526	365	24	397,53	21,7	5
Табличные данные						
молекулярная масса паров нефти, (согл.Приложения 5)	коэф-т пересчета конц-й насыщ. паров нефти при макс. темп-ре	коэф-т пересчета конц-й насыщ. паров нефти при мин. темп-ре	коэф-т, характер- щий эксплуатац. особ-ти резервуара (согл. Приложения 8)	коэф-т, завис-й от давления насыщ.паров (согл. Приложения 9)	коэф-т, завис-й от годовой оборачиваемости n (согл. Приложения 10)	оборачи-ваемость, $n=B/(g_{ж} * V_p * N_p)$
m	K_t^{max}	K_t^{min}	Kp	Kв	Коб	n
63	1,08	0,59	0,56	1	1,35	10
Расчет						
Валовый выброс		$G=0,294 * P_{38} * m * (K_t^{max} * K_B + K_t^{min}) * K_p^{cp} * K_{об} * B / 10^7 * g_{ж}$			т/год	48,0079
Максимально-разовые выбросы		$M=0,163 * P_{38} * m * K_t^{max} * K_p^{max} * K_B * V_{ч}^{max} / 10^4$			г/с	18,5170
Идентификация состава выбросов						
Определяемый параметр	C1-C5	C6-C10	бензол	толуол	ксилол	сероводород
Ci, масс%	72,46	26,8	0,35	0,22	0,11	0,06
Mi, г/с	13,4174	4,9626	0,0648	0,0407	0,0204	0,0111
Gi, т/год	34,7865	12,8661	0,1680	0,1056	0,0528	0,0288
Расчет выполнен для одного резервуара, всего - 3 ед.						
Расчет выполнен в соответствии с "Методическими указаниями по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров" РНД 211.2.02.09-2004						

Источник №6001 Площадка УКПГ-1/2

Выбросы приняты согласно ««Проекту нормативов предельно-допустимых выбросов в атмосферу (ПДВ) для ТОО «Жаикмунай» на 2021 год».

Код в-ва	Наименование вещества	Выброс Вещества, г/с	Выброс вещества, т/год
150	Натрий гидроксид	0,000039	0,001025
151	Ди натрий гидрат	0,000039	0,001025
301	Азота диоксид	62,094791	132,223369
302	Азотная кислота	0,0015	0,03942
303	Аммиак	0,000147	0,003863
304	Азота оксид	12,176393	82,502564
316	Соляная кислота	0,000396	0,010408
322	Серная кислота	0,000081	0,002105
328	Сажа	38,552446	24,488855
330	Диоксид серы	5,895625	41,194871
331	Сера	0,045663	1,315356
333	Сероводород	0,35408847	0,756719884
337	Оксид углерода	455,313084	609,732726
410	Метан	19,510755	49,160894
415	Углеводороды C1-C5	31,5945041	68,535892
416	Углеводороды C6-C10	0,66353711	4,59988711
602	Бензол	0,009849	0,0196
616	Диметилбензол	0,059196	0,1146759
621	Метилбензол	0,004624	0,00644
703	Бензапирен	0,0000089	0,00000018
906	Тетрахлорметан	0,00147	0,038632
1023	Дигликоль	0,20352913	1,447138453
1042	Бутиловый спирт	0,044444	0,075
1052	Метанол	0,329723	1,994094
1061	Этиловый спирт	0,00501	0,131663
1325	Формальдегид	0,085365	0,001807
1401	Ацетон	0,001911	0,050221
1555	Уксусная кислота	0,00057	0,01498
1716	Смесь природных меркаптанов	0,000204452	0,000999574
1880	Диэтаноламин	0,15088067	0,87693313
2049	Красители органические анионные	0,014577	0,049197
2735	Масло нефтяное	0,104779	0,20716
2752	Уайт-спирит	0,014577	0,049197
2754	Углеводороды C12-C19	2,113452	1,768413
2902	Взвешенные вещества	0,2072	1,764705
2930	Пыль абразивная	0,0026	0,032011
	ВСЕГО:	629,5570588	1023,211847

Источник №6002 Площадка УКПГ-3

Выбросы приняты согласно ««Проекту нормативов предельно-допустимых выбросов в атмосферу (ПДВ) для ТОО «Жаикмунай» на 2021 год».

Код в-ва	Наименование вещества	Выброс вещества г/с	Выброс вещества, т/год
123	Оксид железа	0,003326	0,004383
143	Марганец и его соединения	0,000286	0,000377
301	Азота (IV) диоксид (4)	8,161975	30,793791
304	Азот (II) оксид (6)	7,350376	51,656161
328	Углерод (593)	2,710894	7,0822
330	Сера диоксид (526)	169,223796	65,115241
333	Сероводород	0,165088	0,697439
337	Углерод оксид (594)	52,9732	267,806933
342	Фтористые газообразные соединения	0,000233	0,000308
344	Фториды	0,001027	0,001353
410	Метан (734*)	7,219107	125,970585
415	Углеводороды C1-C5	3,046192	92,116814
416	Углеводороды C6-C10	0,235989	7,136309
703	Бенз/а/пирен (54)	0,0000024	0,000000003
1023	Дигликоль	0,358337	10,836116
1034	Пропан-1,2-диол (1026*)	1,384566	4,3017542
1052	Метанол (343)	0,133612	2,00798
1325	Формальдегид (619)	0,024167	0,000025
1716	Смесь природных меркаптанов	0,0037074	0,0006262
2735	Масло минеральное нефтяное	0,063291	1,766677
2754	Углеводороды предельные C12-19	0,6817023	2,691185
2902	Взвешенные частицы (вещества)	0,12336	0,601413
2908	Пыль неорганическая: 70-20%	0,000436	0,000574
2930	Пыль абразивная (1046*)	0,00066	0,001159
3401	Ди(2-гидроксиэтил)метиламин (370*)	0,058195	1,759835
	ВСЕГО:	253,9235251	672,3492384

Источник №6003 Площадка ГТЭС-26МВт

Выбросы приняты согласно ««Проекту нормативов предельно-допустимых выбросов в атмосферу (ПДВ) для ТОО «Жаикмунай» на 2021 год».

Код в-ва	Наименование вещества	Выброс Вещества, г/с	Выброс вещества, т/год
301	Азота диоксид	4,09896	82,497626
304	Азота оксид	0,666081	13,405864
330	Диоксид серы	0,013713	0,405203
333	Сероводород	0,00000121	0,000042
337	Оксид углерода	34,397289	1016,398613
410	Метан	4,986582	147,347514
415	Углеводороды C1-C5	0,129584	7,070036
416	Углеводороды C6-C10	0,0000225	0,001232
1716	Смесь меркаптанов	0,00000121	0,000073
2735	Масло нефтяное	0,042858	1,35158
	ВСЕГО:	44,33509192	1268,477783

Источник №6004 - Площадка добывающих скважин									
Исходные и табличные данные									
вид технологического потока	количество ЗРА		расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность		расчетная величина утечки		суммарные выбросы		
	ЗРА	фланцевые соединения	ЗРА	фланцевые соединения	ЗРА	фланцевые соединения			
	шт	шт			кг/час	кг/час		кг/час	
нефть-газ	11	25	0,365	0,05	0,012996	0,000396	0,0527		
Расчет									
Валовый выброс		т/год	0,4614						
Максимально-разовые выбросы		г/с	0,0146						
Идентификация состава выбросов									
Определяемый	C1-C5	C6-C10	бензол	толуол	ксилол	сероводород			
Ci, масс%	72,46	26,8	0,35	0,22	0,11	0,06			
Mi, г/с	0,0106021	0,0039213	0,0000512	0,0000322	0,0000161	0,00000878			
Gi, т/год	0,3343476	0,1236616	0,0016150	0,0010151	0,0005076	0,0002769			
Расчет выполнен на 1 скважину									
Всего - 40 скв.									
Исходные и табличные данные									
вид технологического потока	количество ЗРА		расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность		расчетная величина утечки		суммарные выбросы		
	ЗРА	фланцевые соединения	ЗРА	фланцевые соединения	ЗРА	фланцевые соединения			
	шт	шт			кг/час	кг/час		кг/час	
газ-конденсат	10	22	0,293	0,03	0,020988	0,000720	0,0620		
Расчет									
Валовый выброс		т/год	0,5429						
Максимально-разовые выбросы		г/с	0,0172						
Идентификация состава выбросов									
Определяемый	C1-C5	C6-C10	бензол	толуол	ксилол	сероводород			
Ci, масс%	72,46	26,8	0,35	0,22	0,11	0,06			
Mi, г/с	0,0124732	0,0046133	0,0000602	0,0000379	0,0000189	0,00001033			
Gi, т/год	0,3933546	0,1454858	0,0019000	0,0011943	0,0005971	0,0003257			
Расчет выполнен на 1 скважину									
Всего - 60 скв.									

3 вариант разработки

2023 год

Источник №0001 - Резервуар нефти 2000 м3							
Исходные данные							
Наименование продукта	макс. объем паровоздушной смеси, выт. из резервуара	количество жидкости, закач.в резервуар	объем резервуара	режим эксплуатации	ССВ		количество резервуаров
	$Vч^{max}$, м ³ /час	B, т/год	Vp , м ³	буферная емкость	понтон отсутствует	Np	
нефть	70	56640,0	2000,0				1
температура начала кипения нефти	плотность нефти	время эксплуатации резервуара	время эксплуатации резервуара	давление насыщенных паров нефти	темп-ра жидкости		
tnк, °C	гж, т/м ³	t ₁ , сут/год	t ₂ , час/сут	P ₃₈ , мм.рт.ст	tж ^{max} , °C	tж ^{min} , °C	
49	0,8	365	24	397,53	21,7	5	
Табличные данные							
молекулярная масса паров нефти, (согл.Приложения 5)	коэф-т пересчета конц-й насыщ. паров нефти при макс. темп-ре	коэф-т пересчета конц-й насыщ. паров нефти при мин. темп-ре	коэф-т, характер- ций эксплуатац. особ-ти резервуара (согл. Приложения 8)	коэф-т, завис-й от давления насыщ.паров (согл. Приложения 9)	коэф-т, завис-й от годовой оборачиваемости n (согл. Приложения 10)	оборачи- ваемость, n=B/(гж*Vp*Np)	
m	Kt ^{max}	Kt ^{min}	Kp	Kв	Коб	n	
63	0,6	0,35	0,10	1	1,35	35	
Расчет							
Валовый выброс		$G=0,294 \cdot P_{38} \cdot m \cdot (Kt^{max} \cdot K_b + Kt^{min}) \cdot Kp^{cp} \cdot K_{об} \cdot B / 10^7 \cdot g_{ж}$			т/год	6,6857	
Максимально-разовые выбросы		$M=0,163 \cdot P_{38} \cdot m \cdot Kt^{max} \cdot Kp^{max} \cdot K_b \cdot Vч^{max} / 10^4$			г/с	1,7145	
Идентификация состава выбросов							
Определяемый параметр	C1-C5	C6-C10	бензол	толуол	ксилол	сероводород	
C _i , масс%	72,46	26,8	0,35	0,22	0,11	0,06	
M _i , г/с	1,2424	0,4595	0,0060	0,0038	0,0019	0,0010	
G _i , т/год	4,8445	1,7918	0,0234	0,0147	0,0074	0,0040	
Расчет выполнен в соот. с "Методическими указаниями по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров" РНД 211.2.02.09-2004							



Источник №0002 - Резервуар нефти 3000 м3						
Исходные данные						
Наименование продукта	макс. объем паровоздушной смеси, выт. из резервуара	количество жидкости, закач.в резервуар	объем резервуара	режим эксплуатации	ССВ	количество резервуаров
	$Vч^{max}$, м ³ /час	В, т/год	Vp , м ³	буферная емкость	понтон отсутствует	Np
нефть	70	84960,0	3000,0			1
температура начала кипения нефти	плотность нефти	время эксплуатации резервуара	время эксплуатации резервуара	давление насыщенных паров нефти	темп-ра жидкости	
$t_{нк}$, °C	$\rho_{ж}$, т/м ³	t_1 , сут/год	t_2 , час/сут	P_{38} , мм.рт.ст	$t_{ж}^{max}$, °C	$t_{ж}^{min}$, °C
49	0,8	365	24	397,53	21,7	5
Табличные данные						
молекулярная масса паров нефти, (согл.Приложения 5)	коэф-т пересчета конц-й насыщ. паров нефти при макс. темп-ре	коэф-т пересчета конц-й насыщ. паров нефти при мин. темп-ре	коэф-т, характер- ный эксплуатац. особ-ти резервуара (согл. Приложения 8)	коэф-т, завис-й от давления насыщ.паров (согл. Приложения 9)	коэф-т, завис-й от годовой оборачиваемости n (согл. Приложения 10)	оборачи- ваемость, $n=B/(g_{ж} \cdot Vp \cdot Np)$
m	Kt^{max}	Kt^{min}	Kp	Kв	Коб	n
63	0,6	0,35	0,10	1	1,35	35
Расчет						
Валовый выброс		$G=0,294 \cdot P_{38} \cdot m \cdot (Kt^{max} \cdot K_{в} + Kt^{min}) \cdot Kp^{cp} \cdot K_{об} \cdot B / 10^7 \cdot g_{ж}$			т/год	10,0286
Максимально-разовые выбросы		$M=0,163 \cdot P_{38} \cdot m \cdot Kt^{max} \cdot Kp^{max} \cdot K_{в} \cdot Vч^{max} / 10^4$			г/с	1,7145
Идентификация состава выбросов						
Определяемый параметр	C1-C5	C6-C10	бензол	толуол	ксилол	сероводород
C _i , масс%	72,46	26,8	0,35	0,22	0,11	0,06
M _i , г/с	1,2424	0,4595	0,0060	0,0038	0,0019	0,0010
G _i , т/год	7,2667	2,6877	0,0351	0,0221	0,0110	0,0060
Расчет выполнен в соот. с "Методическими указаниями по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров" РНД 211.2.02.09-2004						

Расчет выполнен в соот. с "Методическими указаниями по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров" РНД 211.2.02.09-2004

Источник №0003 - Печь ППТ-0,2Г									
Исходные данные									
расход топлива			плотность газа	время работы	высота выхлопной трубы	диаметр выхлопной трубы	число форсунок	тепловая мощность печи	
B, кг/ч	Bv, м³/час	B _{год} , м³/год	g, кг/м³	t, час	м	м	n, шт	Гкал/час	Qp, МДж/ч
36	35	301560	1,02	8616	9,9	0,45	1	0,2	838
Табличные и расчетные данные									
содержание серы в топливе	содержание серодорода в топливе	массовая доля жидкого топлива	объем продуктов сгорания	коэф-т избытка воздуха в уходящих газах	энергетический эквивалент топлива (согл. табл.5.1)	Конц-я оксидов азота при сжигании топлива в печах			
S ^r , %	[H ₂ S], %	b, %	V _Г =7,84*A*Bv*Э, м³/ч	A	Э	C _{NOx} =1,073*(180+60b)*Qф/Qp*A ^{0,5} *Vсг/V _Г *10 ⁻⁶ , (кг/м³)			
	0,02	0	488,9808	1,1	1,62	0,000346			
фактическая ср.теплопроизводительность	Vсг/V _Г (согл. табл.5.1)	низшая теплота сгорания топлива (согл. прил.2.1)	выход оксида углерода при сжигании топлива	потери теп-ты, вследствие мех. неполноты сгорания топлива	параметр, хар-щий кол-во оксидов азота, образующихся на 1 ГДж тепла	коэф-т, зависящий от степени снижения выбросов NOx в рез-те прим-я тех. решений			
		Q _Г ^f , МДж/м³	C _{со} =g ₃ *R*Q _Г ^f , кг/т	g ₄ , %	K _{NOx} , кг/ГДж	b			
		1700	0,84	37,71	53860,01	0	0,08	0	
Расчет выбросов									
		диоксид серы	оксид углерода	метан	диоксид азота, с учетом окислов азота коэф.трансформации 0,8	оксид азота, с учетом окислов азота коэф.трансформации 0,13			
		Πso ₂ =[2S ^r b+1,88*[H ₂ S]*(1-b)]*10 ⁻² (кг/ч)	Πсо=1,5*B*10 ⁻³ (кг/ч)	Πсн4=1,5*B*10 ⁻³ (кг/ч)	ΠNO _x =V _Г *C _{NOx} (кг/ч)				
Валовый выброс, т/год		0,0032396	0,4614	0,4614	1,1650	0,1893			
Максимально-разовые выбросы, г/с		0,0001044	0,0149	0,0149	0,0376	0,0061			
Mi=Pi*10 ⁶ /t*3600									
Расход отработавших газов		Qог=V _Г /3600		м³/с	0,14				
Ср. ск-ть газовоздушной смеси		W=(4*Qог)/(3,14*d²)		м/с	1,3438				
Расчет выполнен в соот. со "Сборником методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами" -Алматы 1996 г.									

Расчет выполнен в соот. со "Сборником методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами" -Алматы 1996 г.



Источник №0004 - Печь П-1 (УДН)									
Исходные данные									
расход топлива			плотность газа	время работы	высота выхлопной трубы	диаметр выхлопной трубы	число форсунок	тепловая мощ-ть печи	
B, кг/ч	Bv, м³/час	B _{год} , м³/год	g, кг/м³	t, час	м	м	n, шт	Гкал/час	Qp, МДж/ч
87	85	732360	1,02	8616	9,9	0,45	1	0,63	2639,7
Табличные и расчетные данные									
содержание серы в топливе	содержание серододорода в топливе	массовая доля жидкого топлива	объем продуктов сгорания	коэф-т избытка воздуха в уходящих газах	энергетический эквивалент топлива (согл. табл.5.1)	Конц-я оксидов азота пир сжигании топлива в печах			
S ^r , %	[H ₂ S], %	b, %	V _Г =7,84*A*Bv*Э, м³/ч	A	Э	C _{NOx} =1,073*(180+60b)*Qф/Qp*A ^{0,5} *V _{сГ} /V _Г *10 ⁻⁶ , (кг/м³)			
	0,02	0	1187,5248	1,1	1,62	0,000266			
фактическая ср.теплопроизводительность	V _{сГ} /V _Г (согл. табл.5.1)	низшая теплота сгорания топлива (согл. прил.2.1)	выход оксида углерода при сжигании топлива	потери теп-ты, вследствие мех. неполноты сгорания топлива	параметр, хар-щий кол-во оксидов азота, образующихся на 1 ГДж тепла	коэф-т, зависящий от степени снижения выбросов NOx в рез-те прим-я тех. решений			
		Q _Г ^r , МДж/м³	C _{со} =g ₃ *R*Q _Г ^r , кг/т	g ₄ , %	K _{NOx} , кг/ГДж	b			
4129	0,84	37,71	130802,89	0	0,08	0			
Расчет выбросов									
		диоксид серы	оксид углерода	метан	диоксид азота, с учетом окислов азота коэф.трансформации 0,8	оксид азота, с учетом окислов азота коэф.трансформации 0,13			
		Πso ₂ =[2S ^r b+1,88*[H2S]*(1-b)]*10 ⁻² (кг/ч)	Πco=1,5*B*10 ⁻³ (кг/ч)	Πсн4=1,5*B*10 ⁻³ (кг/ч)	ΠNOx=V _Г *C _{NOx} (кг/ч)				
Валовый выброс, т/год		0,0032396	1,1205	1,1205	2,1813	0,3545			
Максимально-разовые выбросы, г/с		0,0001044	0,0361	0,0361	0,0703	0,0114			
Mi=Πi*10 ⁶ /t*3600									
Расход отработавших газов		Qог=V _Г /3600		м³/с	0,33				
Ср. ск-ть газовойздушной смеси		W=(4*Qог)/(3,14*d²)		м/с	3,2636				
Расчет выполнен в соот. со "Сборником методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами" -Алматы 1996 г.									



Источник №0005 - Печь П-2 (УДН)									
Исходные данные									
расход топлива			плотность газа	время работы	высота выхлопной трубы	диаметр выхлопной трубы	число форсунок	тепловая мощ-ть печи	
B, кг/ч	Bv, м³/час	B _{год} , м³/год	g, кг/м³	t, час	м	м	n, шт	Гкал/час	Qp, МДж/ч
12	12	103392	1,02	8616	9,9	0,45	1	0,63	2639,7
Табличные и расчетные данные									
содержание серы в топливе	содержание серододорода в топливе	массовая доля жидкого топлива	объем продуктов сгорания	коэф-т избытка воздуха в уходящих газах	энергетический эквивалент топлива (согл. табл.5.1)	Конц-я оксидов азота пир сжигании топлива в печах			
S ^r , %	[H ₂ S], %	b, %	V _Г =7,84*A*Bv*Э, м³/ч	A	Э	C _{NOx} =1,073*(180+60b)*Qф/Qp*A ^{0,5} *Vсг/VГ*10 ⁻⁶ , (кг/м³)			
	0,02	0	167,6506	1,1	1,62	0,000038			
фактическая ср.теплопроизводительность	Vсг/VГ (согл. табл.5.1)	низшая теплота сгорания топлива (согл. прил.2.1)	выход оксида углерода при сжигании топлива	потери теп-ты, вследствие мех. неполноты сгорания топлива	параметр, хар-щий кол-во оксидов азота, образующихся на 1 ГДж тепла	коэф-т, зависящий от степени снижения выбросов NOx в рез-те прим-я тех. решений			
		Q _Г , МДж/м³	Cсо=g ₃ *R*Q _Г , кг/т	g ₄ , %	K _{NOx} , кг/ГДж	b			
583	0,84	37,71	18466,29	0	0,08	0			
Расчет выбросов									
		диоксид серы	оксид углерода	метан	диоксид азота, с учетом окислов азота коэф.трансформации 0,8	оксид азота, с учетом окислов азота коэф.трансформации 0,13			
		Πso ₂ =[2S ^r b+1,88*[H ₂ S]*(1-b)]*10 ⁻² (кг/ч)	Πсо=1,5*B*10 ⁻³ (кг/ч)	Πсн4=1,5*B*10 ⁻³ (кг/ч)	ΠNOx=VГ*CNOx(кг/ч)				
Валовый выброс, т/год		0,0032396	0,1582	0,1582	0,0435	0,0071			
Максимально-разовые выбросы, г/с		0,0001044	0,0051	0,0051	0,0014	0,0002			
Mi=Πi*10 ⁶ /t*3600									
Расход отработавших газов		Qог=VГ/3600		м³/с	0,05				
Ср. ск-ть газовоздушной смеси		W=(4*Qог)/(3,14*d²)		м/с	0,4607				
Расчет выполнен в соот. со "Сборником методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами" Алматы 1996 г.									



Расчет валовых выбросов

Список литературы:

1. "Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей". Министерство охраны окружающей среды РК. РНД. Астана 2008г.
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух. (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005

Площадка: месторождение Чинаревское 3 вариант 2023 год

Цех: УПН

Источник: 0006,0007

Наименование: Факельные дежурные горелки

Тип: Высотная

Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь

Тип месторождения: сернистое

1. РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Таблица процентного содержания составляющих смеси.

Состав смеси задавался в объемных долях.

Компонент	[%] об.	[%] мас.	Молек. мас.	Плотность
Метан (CH ₄)	74.88	52.5620093	16.043	0.7162
Этан (C ₂ H ₆)	7.74	10.1834498	30.07	1.3424
Пропан (C ₃ H ₈)	3.94	7.60196395	44.097	1.9686
Бутан (C ₄ H ₁₀)	2.51	6.38336613	58.124	2.5948
Пентан (C ₅ H ₁₂)	5.04	15.9108518	72.151	3.2210268
Азот (N ₂)	5.68	6.96265704	28.016	1.2507
Диоксид углерода (CO ₂)	0.19	0.36587722	44.011	1.9648
Сероводород (H ₂ S)	0.02	0.02982466	34.082	1.5215

Молярная масса смеси M , кг/моль (прил.3, (5)): **22.8549071**

Плотность сжигаемой смеси R_o , кг/м³: **1.02**

Показатель адиабаты K (23):

$$K = \sum_{i=1}^N (K_i * [i]_o) = 1.201146$$

где (K_i) – показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;

$[i]_o$ – объемные единицы составляющих смеси, %;

Скорость распространения звука в смеси $W_{зв}$, м/с (прил.6):

$$W_{зв} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.201146 * (30 + 273) / 22.8549071)^{0.5} = 365.1325733$$

где T_o – температура смеси, град.С;

Объемный расход B , м³/с: **0.004333**

Скорость истечения смеси $W_{ист}$, м/с (3):

$$W_{ист} = 4 * B / (\pi * d^2) = 4 * 0.004333 / (3.141592654 * 0.5^2) = 0.022067788$$

Массовый расход G , г/с (2):

$$G = 1000 * B * R_o = 1000 * 0.004333 * 1.02 = 4.41966$$

Проверка условия бессажевого горения, т.к. $W_{ист} / W_{зв} = 0.000060438 < 0.2$, горение сажевое.



2. РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси **n: 0.9984**

Массовое содержание углерода $[C]_M$, % (прил.3, (8)):

$$[C]_M = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - [нег]_o) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - 0) * 22.8549071) =$$

72.25231732

где x_i - число атомов углерода;

$[нег]_o$ - общее содержание негорючих примесей, %: ****;

величиной $[нег]_o$ можно пренебречь, т.к. ее значение не превышает 3%;

Расчет мощности выброса метана, оксида углерода, оксидов азота, сажи M_i , г/с: (1)

$$M_i = UB_i * G$$

где UB_i - удельные выбросы вредных веществ, г/г;

0.8, 0.13 - коэффициенты трансформации оксидов азота в атмосфере ([2], п.2.2.4)

Код	Примесь	УВ г/г	М г/с
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный)	0.02	0.0883932
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	0.0106072
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	0.0017237
0410	Метан (727*)	0.0005	0.00220983
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.00883932

Мощность выброса диоксида углерода M_{co2} , г/с (6):

$$M_{co2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_M + [CO2]_M) - M_{co} - M_{ch4} - M_c = 0.01 * 4.4196600 * (3.67 * 0.9984000 * 72.2523173 + 0.3658772) - 0.0883932 - 0.0022098 - 0.0088393 = 11.61741292$$

где $[CO2]_M$ - массовое содержание диоксида углерода, %;

M_{co} - мощность выброса оксида углерода, г/с;

M_{ch4} - мощность выброса метана, г/с;

M_c - мощность выброса сажи, г/с;

Массовое содержание серы $[S]_M$, %:

$$[S]_M = \sum_{i=1}^N ([i]_M * A_s * x_i / M_s) = \sum_{i=1}^N ([i]_M * 32.066 * x_i / M_s) = 0.028060494$$

где A_s - атомная масса серы;

x_i - количество атомов серы;

M_s - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы серы;

$[i]_M$ - массовые единицы составляющих смеси, %;

Мощность выброса диоксида серы M_{so2} , г/с (7):

$$M_{so2} = 0.02 * [S]_M * G * n = 0.02 * 0.028060494 * 4.41966 * 0.9984 = 0.002476388$$

Мощность выброса сероводорода M_{h2s} , г/с (8):

$$M_{h2s} = 0.01 * [H2S]_M * G * (1-n) = 0.01 * 0.029824667 * 4.41966 * (1-0.9984) = 0.000002109$$

3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ



Низшая теплота сгорания $Q_{нз}$, ккал/м³ (прил.3, (1)):

$$Q_{нз} = 85.5 * [CH_4]_o + 152 * [C_2H_6]_o + 218 * [C_3H_8]_o + 283 * [C_4H_{10}]_o + 349 * [C_5H_{12}]_o + 56 * [H_2S]_o = 85.5 * 74.88 + 152 * 7.74 + 218 * 3.94 + 283 * 2.51 + 349 * 5.04 + 56 * 0.02 = 10908.05$$

где $[CH_2]_o$ – содержание метана, %;

$[C_2H_6]_o$ – содержание этана, %;

$[C_3H_8]_o$ – содержание пропана, %;

$[C_4H_{10}]_o$ – содержание бутана, %;

$[C_5H_{12}]_o$ – содержание пентана, %;

Доля энергии теряемая за счет излучения E (11):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (22.8549071)^{0.5} = 0.229472669$$

Объемное содержание кислорода $[O_2]_o$, %:

$$[O_2]_o = \sum_{i=1}^N ([i]_o * A_o * x_i / M_o) = \sum_{i=1}^N ([i]_o * 16 * x_i / M_o) = 0.138147281$$

где A_o – атомная масса кислорода;

x_i – количество атомов кислорода;

M_o – молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_o , м³/м³ (13):

$$V_o = 0.0476 * (1.5 * [H_2S]_o + \sum_{i=1}^N ((x+y/4) * [C_xH_y]_o) - [O_2]_o) = 0.0476 * (1.5 * 0.02 + \sum_{i=1}^N ((x+y/4) * [C_xH_y]_o) - 0.138147281) = 12.04645819$$

где x – число атомов углерода;

y – число атомов водорода;

Количество газовойоздушной смеси, полученное при сжигании 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_{nc} , м³/м³ (12):

$$V_{nc} = 1 + V_o = 1 + 12.04645819 = 13.04645819$$

Предварительная теплоемкость газовойоздушной смеси C_{nc} , ккал/(м³ * град.С): 0.4

Ориентировочное значение температуры горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{нз} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 30 + (10908.05 * (1-0.229472669) * 0.9984) / (13.04645819 * 0.4) = 1638.00399$$

где T_o – температура смеси или газа, град.С;

при условии, что $1500 < T_o < 1800$, $C_{nc} = 0.39$

Температура горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{нз} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 30 + (10908.05 * (1-0.229472669) * 0.9984) / (13.04645819 * 0.39) = 1679.234861$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовойоздушной смеси V_1 , м³/с (14):

$$V_1 = B * V_{nc} * (273 + T_z) / 273 = 0.004333 * 13.04645819 * (273 + 1679.234861) / 273 = 0.404250655$$

Длина факела $L_{фн}$, м:

$$L_{фн} = 15 * d = 15 * 0.5 = 7.5$$

Высота источника выброса вредных веществ H , м (16):

$$H = L_{фн} + h_e = 7.5 + 15 = 22.5$$



где h_e – высота факельной установки от уровня земли, м;

5. РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА (W_o)

Диаметр факела D_{ϕ} , м (29):

$$D_{\phi} = 0.14 * L_{\phi n} + 0.49 * d = 0.14 * 7.5 + 0.49 * 0.5 = 1.295$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовой смеси (W_o), (м/с):

$$W_o = 1.27 * V_1 / D_{\phi}^2 = 1.27 * 0.404250655 / 1.295^2 = 0.306136362$$

6. РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс i -ого вредного вещества рассчитывается по формуле Π_i , т/год (30):

$$\Pi_i = 0.0036 * \tau * M_i$$

где τ – продолжительность работы факельной установки, ч/год: **8424**;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный)	0.0883932	2.68064754
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.010607184	0.321677705
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.001723667	0.052272627
0410	Метан (727*)	0.00220983	0.067016189
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.00883932	0.268064754
0380	Диоксид углерода	11.61741292	352.3143111
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Серни	0.002476388	0.075099943
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000002109	0.00006396

Площадка: месторождение Чинаревское 3 вариант 2023 год

Цех: УПН

Источник: 0006,0007

Наименование: Факельные установки (технологически неизбежное сжигание)

Тип: Высотная

Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь

Тип месторождения: сернистое

1. РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Таблица процентного содержания составляющих смеси.

Состав смеси задавался в объемных долях.

Компонент	[%]об.	[%]мас.	Молек.мас.	Плотность
Метан(CH4)	74.88	52.5620093	16.043	0.7162
Этан(C2H6)	7.74	10.1834498	30.07	1.3424
Пропан(C3H8)	3.94	7.60196395	44.097	1.9686
Бутан(C4H10)	2.51	6.38336613	58.124	2.5948
Пентан(C5H12)	5.04	15.9108518	72.151	3.2210268
Азот(N2)	5.68	6.96265704	28.016	1.2507
Диоксид углерода(CO2)	0.19	0.36587722	44.011	1.9648
Сероводород(H2S)	0.02	0.02982466	34.082	1.5215

Молярная масса смеси M , кг/моль (прил.3,(5)): **22.8549071**

Плотность сжигаемой смеси R_o , кг/м³: **1.02**

Показатель адиабаты K (23):



$$K = \sum_{i=1}^N (K_i * [il]_o) = 1.201146$$

где (K_i) - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;

$[il]_o$ - объемные единицы составляющих смеси, %;

Скорость распространения звука в смеси $W_{зв}$, м/с (прил.6):

$$W_{зв} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.201146 * (30 + 273) / 22.8549071)^{0.5} = 365.1325733$$

где T_o - температура смеси, град.С;

Объемный расход B , м³/с: 3.06

Скорость истечения смеси $W_{ист}$, м/с (3):

$$W_{ист} = 4 * B / (\pi * d^2) = 4 * 3.06 / (3.141592654 * 0.5^2) = 15.58445203$$

Массовый расход G , г/с (2):

$$G = 1000 * B * R_o = 1000 * 3.06 * 1.02 = 3121.2$$

Проверка условия беспламенного горения, т.к. $W_{ист} / W_{зв} = 0.042681626 < 0.2$, горение сажевое.

2. РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси n : 0.9984

Массовое содержание углерода $[C]_м$, % (прил.3,(8)):

$$[C]_м = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [il]_o) / ((100 - [нег]_o) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [il]_o) / ((100 - 0) * 22.8549071) =$$

$$72.25231732$$

где x_i - число атомов углерода;

$[нег]_o$ - общее содержание негорючих примесей, %: *****;

величиной $[нег]_o$ можно пренебречь, т.к. ее значение не превышает 3%;

Расчет мощности выброса метана, оксида углерода, оксидов азота, сажи M_i , г/с: (1)

$$M_i = UB_i * G$$

где UB_i - удельные выбросы вредных веществ, г/г;

0.8, 0.13 - коэффициенты трансформации оксидов азота в атмосфере ([2], п.2.2.4)

Код	Примесь	УВ г/г	М г/с
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный	0.02	62.4240000
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	7.4908800
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	1.2172680
0410	Метан (727*)	0.0005	1.5606000
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	6.2424000

Мощность выброса диоксида углерода M_{co2} , г/с (6):

$$M_{co2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_м + [CO2]_м) - M_{co} - M_{ch4} - M_c = 0.01 * 3121.200000 * (3.67 * 0.9984000 * 72.2523173 + 0.3658772) - 62.4240000 - 1.5606000 - 6.2424000 = 8204.311916$$

где $[CO2]_м$ - массовое содержание диоксида углерода, %;

M_{co} - мощность выброса оксида углерода, г/с;

M_{ch4} - мощность выброса метана, г/с;

M_c - мощность выброса сажи, г/с;



Массовое содержание серы $[S]_M$, %:

$$[S]_M = \sum_{i=1}^N ([i]_M * A_s * x_i / M_s) = \sum_{i=1}^N ([i]_M * 32.064 * x_i / M_s) = 0.028058744$$

где A_s - атомная масса серы;

x_i - количество атомов серы;

M_s - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы серы;

$[i]_M$ - массовые единицы составляющих смеси, %;

Мощность выброса диоксида серы M_{so2} , г/с (7):

$$M_{so2} = 0.02 * [S]_M * G * n = 0.02 * 0.028058744 * 3121.2 * 0.9984 = 1.748736591$$

Мощность выброса сероводорода M_{h2s} , г/с (8):

$$M_{h2s} = 0.01 * [H2S]_M * G * (1-n) = 0.01 * 0.029824667 * 3121.2 * (1-0.9984) = 0.00148942$$

3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания $Q_{нз}$, ккал/м³ (прил.3,(1)):

$$Q_{нз} = 85.5 * [CH4]_o + 152 * [C2H6]_o + 218 * [C3H8]_o + 283 * [C4H10]_o + 349 * [C5H12]_o + 56 * [H2S]_o = 85.5 * 74.88 + 152 * 7.74 + 218 * 3.94 + 283 * 2.51 + 349 * 5.04 + 56 * 0.02 = 10908.05$$

где $[CH2]_o$ - содержание метана, %;

$[C2H6]_o$ - содержание этана, %;

$[C3H8]_o$ - содержание пропана, %;

$[C4H10]_o$ - содержание бутана, %;

$[C5H12]_o$ - содержание пентана, %;

Доля энергии теряемая за счет излучения E (11):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (22.8549071)^{0.5} = 0.229$$

Объемное содержание кислорода $[O2]_o$, %:

$$[O2]_o = \sum_{i=1}^N ([i]_o * A_o * x_i / M_o) = \sum_{i=1}^N ([i]_o * 16 * x_i / M_o) = 0.138147281$$

где A_o - атомная масса кислорода;

x_i - количество атомов кислорода;

M_o - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_o , м³/м³ (13):

$$V_o = 0.0476 * (1.5 * [H2S]_o + \sum_{i=1}^N ((x+y)/4 * [C_xH_y]_o) - [O2]_o) = 0.0476 * (1.5 * 0.02 + \sum_{i=1}^N ((x+y)/4 * [C_xH_y]_o) - 0.138147281) = 12.04645819$$

где x - число атомов углерода;

y - число атомов водорода;

Количество газовой смеси, полученное при сжигании 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_{nc} , м³/м³ (12):

$$V_{nc} = 1 + V_o = 1 + 12.04645819 = 13.04645819$$

Предварительная теплоемкость газовой смеси C_{nc} , ккал/(м³*град.С): 0.4

Ориентировочное значение температуры горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{нз} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 30 + (10908.05 * (1-0.229) * 0.9984) / (13.04645819 * 0.4) = 1638.990398$$

где T_o - температура смеси или газа, град.С;



при условии, что $1500 \leq T_o < 1800$, $C_{nc} = 0.39$

Температура горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{H_2} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 30 + (10908.05 * (1-0.229) * 0.9984) / (13.04645819 * 0.39) = 1680.246562$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовой смеси V_1 , м³/с (14):

$$V_1 = B * V_{nc} * (273 + T_z) / 273 = 3.06 * 13.04645819 * (273 + 1680.246562) / 273 = 285.6330614$$

Длина факела L_{fn} , м:

$$L_{fn} = 15 * d = 15 * 0.5 = 7.5$$

Высота источника выброса вредных веществ H , м (16):

$$H = L_{fn} + h_g = 7.5 + 15 = 22.5$$

где h_g - высота факельной установки от уровня земли, м;

5. РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА (W_o)

Диаметр факела D_ϕ , м (29):

$$D_\phi = 0.14 * L_{fn} + 0.49 * d = 0.14 * 7.5 + 0.49 * 0.5 = 1.295$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовой смеси (W_o), (м/с):

$$W_o = 1.27 * V_1 / D_\phi^2 = 1.27 * 285.6330614 / 1.295^2 = 216.3080384$$

6. РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс i -ого вредного вещества рассчитывается по формуле Π_i , т/год (30):

$$\Pi_i = 0.0036 * \tau * M_i$$

где τ - продолжительность работы факельной установки, ч/год: 336;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный)	62.424	75.5080704
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	7.49088	9.060968448
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1.217268	1.472407373
0410	Метан (727*)	1.5606	1.88770176
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	6.2424	7.55080704
0380	Диоксид углерода	8204.311916	9923.935693
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Серни	1.748736591	2.11527178
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00148942	0.001801602

Источник №0008-0010 - Резервуар конденсата 5000 м3						
Исходные данные						
Наименование продукта	макс. объем паровоздушной смеси, выт. из резервуара	количество жидкости, закач.в резервуар	объем резервуара	количество резервуаров		
	$Vч^{max}, м^3/час$	B, т/год	$Vp, м^3$	Np		
конденсат	75	63867,0	5000,0	1		
температура начала кипения нефти	плотность нефти	время эксплуатации резервуара	время эксплуатации резервуара	давление насыщенных паров нефти	темп-ра жидкости	
$t_{нк}, ^0C$	$\rho_{ж}, т/м^3$	$t_1, сут/год$	$t_2, час/сут$	$P_{38}, мм.рт.ст$	$t_{ж}^{max}, ^0C$	$t_{ж}^{min}, ^0C$
49	0,7526	365	24	397,53	21,7	5
Табличные данные						
молекулярная масса паров нефти, (согл.Приложения 5)	коэф-т пересчета конц-й насыщ. паров нефти при макс. темп-ре	коэф-т пересчета конц-й насыщ. паров нефти при мин. темп-ре	коэф-т, характе- рий эксплуатац. особ-ти резервуара (согл. Приложения 8)	коэф-т, завис-й от давления насыщ.паров (согл. Приложения 9)	коэф-т, завис-й от годовой оборачиваемости n (согл. Приложения 10)	оборачи-ваемость, $n=B/(g_{ж} * Vp * Np)$
m	Kt^{max}	Kt^{min}	Kp	Kв	Коб	n
63	1,08	0,59	0,56	1	1,35	17
Расчет						
Валовый выброс		$G=0,294 * P_{38} * m * (Kt^{max} * K_{в} + Kt^{min}) * Kp^{cp} * K_{об} * B / 10^7 * g_{ж}$			т/год	78,8875
Максимально-разовые выбросы		$M=0,163 * P_{38} * m * Kt^{max} * Kp^{max} * K_{в} * Vч^{max} / 10^4$			г/с	18,5170
Идентификация состава выбросов						
Определяемый параметр	C1-C5	C6-C10	бензол	толуол	ксилол	сероводород
Ci, масс%	72,46	26,8	0,35	0,22	0,11	0,06
Mi, г/с	13,4174	4,9626	0,0648	0,0407	0,0204	0,0111
Gi, т/год	57,1619	21,1419	0,2761	0,1736	0,0868	0,0473
Расчет выполнен для одного резервуара, всего - 3 ед.						
Расчет выполнен в соответствии с "Методическими указаниями по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров" РНД 211.2.02.09-2004						

Источник №6001 Площадка УКПГ-1/2

Выбросы приняты согласно ««Проекту нормативов предельно-допустимых выбросов в атмосферу (ПДВ) для ТОО «Жаикмунай» на 2021 год».

Код в-ва	Наименование вещества	Выброс Вещества, г/с	Выброс вещества, т/год
150	Натрий гидроксид	0,000039	0,001025
151	Ди натрий гидрат	0,000039	0,001025
301	Азота диоксид	62,094791	132,223369
302	Азотная кислота	0,0015	0,03942
303	Аммиак	0,000147	0,003863
304	Азота оксид	12,176393	82,502564
316	Соляная кислота	0,000396	0,010408
322	Серная кислота	0,000081	0,002105
328	Сажа	38,552446	24,488855
330	Диоксид серы	5,895625	41,194871
331	Сера	0,045663	1,315356
333	Сероводород	0,35408847	0,756719884
337	Оксид углерода	455,313084	609,732726
410	Метан	19,510755	49,160894
415	Углеводороды C1-C5	31,5945041	68,535892
416	Углеводороды C6-C10	0,66353711	4,59988711
602	Бензол	0,009849	0,0196
616	Диметилбензол	0,059196	0,1146759
621	Метилбензол	0,004624	0,00644
703	Бензапирен	0,0000089	0,00000018
906	Тетрахлорметан	0,00147	0,038632
1023	Дигликоль	0,20352913	1,447138453
1042	Бутиловый спирт	0,044444	0,075
1052	Метанол	0,329723	1,994094
1061	Этиловый спирт	0,00501	0,131663
1325	Формальдегид	0,085365	0,001807
1401	Ацетон	0,001911	0,050221
1555	Уксусная кислота	0,00057	0,01498
1716	Смесь природных меркаптанов	0,000204452	0,000999574
1880	Диэтаноламин	0,15088067	0,87693313
2049	Красители органические анионные	0,014577	0,049197
2735	Масло нефтяное	0,104779	0,20716
2752	Уайт-спирит	0,014577	0,049197
2754	Углеводороды C12-C19	2,113452	1,768413
2902	Взвешенные вещества	0,2072	1,764705
2930	Пыль абразивная	0,0026	0,032011
	ВСЕГО:	629,5570588	1023,211847

Источник №6002 Площадка УКПГ-3

Выбросы приняты согласно ««Проекту нормативов предельно-допустимых выбросов в атмосферу (ПДВ) для ТОО «Жаикмунай» на 2021 год».

Код в-ва	Наименование вещества	Выброс вещества г/с	Выброс вещества, т/год
123	Оксид железа	0,003326	0,004383
143	Марганец и его соединения	0,000286	0,000377
301	Азота (IV) диоксид (4)	8,161975	30,793791
304	Азот (II) оксид (6)	7,350376	51,656161
328	Углерод (593)	2,710894	7,0822
330	Сера диоксид (526)	169,223796	65,115241
333	Сероводород	0,165088	0,697439
337	Углерод оксид (594)	52,9732	267,806933
342	Фтористые газообразные соединения	0,000233	0,000308
344	Фториды	0,001027	0,001353
410	Метан (734*)	7,219107	125,970585
415	Углеводороды C1-C5	3,046192	92,116814
416	Углеводороды C6-C10	0,235989	7,136309
703	Бенз/а/пирен (54)	0,0000024	0,000000003
1023	Дигликоль	0,358337	10,836116
1034	Пропан-1,2-диол (1026*)	1,384566	4,3017542
1052	Метанол (343)	0,133612	2,00798
1325	Формальдегид (619)	0,024167	0,000025
1716	Смесь природных меркаптанов	0,0037074	0,0006262
2735	Масло минеральное нефтяное	0,063291	1,766677
2754	Углеводороды предельные C12-19	0,6817023	2,691185
2902	Взвешенные частицы (вещества)	0,12336	0,601413
2908	Пыль неорганическая: 70-20%	0,000436	0,000574
2930	Пыль абразивная (1046*)	0,00066	0,001159
3401	Ди(2-гидроксиэтил)метиламин (370*)	0,058195	1,759835
	ВСЕГО:	253,9235251	672,3492384

Источник №6003 Площадка ГТЭС-26МВт

Выбросы приняты согласно ««Проекту нормативов предельно-допустимых выбросов в атмосферу (ПДВ) для ТОО «Жаикмунай» на 2021 год».

Код в-ва	Наименование вещества	Выброс Вещества, г/с	Выброс вещества, т/год
301	Азота диоксид	4,09896	82,497626
304	Азота оксид	0,666081	13,405864
330	Диоксид серы	0,013713	0,405203
333	Сероводород	0,00000121	0,000042
337	Оксид углерода	34,397289	1016,398613
410	Метан	4,986582	147,347514
415	Углеводороды C1-C5	0,129584	7,070036
416	Углеводороды C6-C10	0,0000225	0,001232
1716	Смесь меркаптанов	0,00000121	0,000073
2735	Масло нефтяное	0,042858	1,35158
	ВСЕГО:	44,33509192	1268,477783

Источник №6004 - Площадка добывающих скважин							
Исходные и табличные данные							
вид технологического потока	количество ЗРА		расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность		расчетная величина утечки		суммарные выбросы
	ЗРА	фланцевые соединения	ЗРА	фланцевые соединения	ЗРА	фланцевые соединения	
	шт	шт			кг/час	кг/час	
нефть-газ	11	25	0,365	0,05	0,012996	0,000396	0,0527
Расчет							
Валовый выброс		т/год	0,4614				
Максимально-разовые выбросы		г/с	0,0146				
Идентификация состава выбросов							
Определяемый	C1-C5	C6-C10	бензол	толуол	ксилол	сероводород	
C _i , масс%	72,46	26,8	0,35	0,22	0,11	0,06	
M _i , г/с	0,0106021	0,0039213	0,0000512	0,0000322	0,0000161	0,00000878	
G _i , т/год	0,3343476	0,1236616	0,0016150	0,0010151	0,0005076	0,0002769	
Расчет выполнен на 1 скважину							
Всего - 29 скв.							
Исходные и табличные данные							
вид технологического потока	количество ЗРА		расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность		расчетная величина утечки		суммарные выбросы
	ЗРА	фланцевые соединения	ЗРА	фланцевые соединения	ЗРА	фланцевые соединения	
	шт	шт			кг/час	кг/час	
газ-конденсат	10	22	0,293	0,03	0,020988	0,000720	0,0620
Расчет							
Валовый выброс		т/год	0,5429				
Максимально-разовые выбросы		г/с	0,0172				
Идентификация состава выбросов							
Определяемый	C1-C5	C6-C10	бензол	толуол	ксилол	сероводород	
C _i , масс%	72,46	26,8	0,35	0,22	0,11	0,06	
M _i , г/с	0,0124732	0,0046133	0,0000602	0,0000379	0,0000189	0,00001033	
G _i , т/год	0,3933546	0,1454858	0,0019000	0,0011943	0,0005971	0,0003257	
Расчет выполнен на 1 скважину							
Всего - 42 скв.							

3 вариант разработки

2030 год

Источник №0001 - Резервуар нефти 2000 м3						
Исходные данные						
Наименование продукта	макс. объем паровоздушной смеси, выт. из резервуара	количество жидкости, закач.в резервуар	объем резервуара	режим эксплуатации	ССВ	количество резервуаров
	$Vч^{max}$, м ³ /час	B, т/год	Vp , м ³	буферная емкость	понтон отсутствует	Np
нефть	70	81600,0	2000,0			1
температура начала кипения нефти	плотность нефти	время эксплуатации резервуара	время эксплуатации резервуара	давление насыщенных паров нефти	темпер-ра жидкости	
					$t_{нк}$, °C	$g_{ж}$, т/м ³
49	0,8	365	24	397,53	21,7	5
Табличные данные						
молекулярная масса паров нефти, (согл.Приложения 5)	коэф-т пересчета конц-й насыщ. паров нефти при макс. темп-ре	коэф-т пересчета конц-й насыщ. паров нефти при мин. темп-ре	коэф-т, характер-ций эксплуатац. особ-ти резервуара (согл. Приложения 8)	коэф-т, завис-й от давления насыщ.паров (согл. Приложения 9)	коэф-т, завис-й от годовой оборачиваемости n (согл. Приложения 10	оборачи-ваемость, n=B/(g _ж *Vp*Np)
m	K_t^{max}	K_t^{min}	Kp	Kв	Коб	n
63	0,6	0,35	0,10	1	1,35	51
Расчет						
Валовый выброс		$G=0,294*P_{38}*m*(K_t^{max}*K_в+K_t^{min})*K_p^{cp}*K_{об}*B/10^7*g_{ж}$			т/год	9,6320
Максимально-разовые выбросы		$M=0,163*P_{38}*m*K_t^{max}*K_p^{max}*K_в*Vч^{max}/10^4$			г/с	1,7145
Идентификация состава выбросов						
Определяемый параметр	C1-C5	C6-C10	бензол	толуол	ксилол	сероводород
Ci, масс%	72,46	26,8	0,35	0,22	0,11	0,06
Mi, г/с	1,2424	0,4595	0,0060	0,0038	0,0019	0,0010
Gi, т/год	6,9793	2,5814	0,0337	0,0212	0,0106	0,0058
Расчет выполнен в соот. с "Методическими указаниями по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров" РНД 211.2.02.09-2004						

Расчет выполнен в соот. с "Методическими указаниями по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров" РНД 211.2.02.09-2004



Источник №0002 - Резервуар нефти 3000 м3						
Исходные данные						
Наименование продукта	макс. объем паровоздушной смеси, выт. из резервуара	количество жидкости, закач.в резервуар	объем резервуара	режим эксплуатации	ССВ	количество резервуаров
	$Vч^{max}$, м ³ /час	B, т/год	Vp, м ³	буферная емкость	понтон отсутствует	Np
нефть	70	122400,0	3000,0			1
температура начала кипения нефти	плотность нефти	время эксплуатации резервуара	время эксплуатации резервуара	давление насыщенных паров нефти	темп-ра жидкости	
tнк, °C	гж, т/м ³	t ₁ , сут/год	t ₂ , час/сут	P ₃₈ , мм.рт.ст	tж ^{max} , °C	tж ^{min} , °C
49	0,8	365	24	397,53	21,7	5
Табличные данные						
молекулярная масса паров нефти, (согл.Приложения 5)	коэф-т пересчета конц-й насыщ. паров нефти при макс. темп-ре	коэф-т пересчета конц-й насыщ. паров нефти при мин. темп-ре	коэф-т, характер- ный эксплуатац. особ-ти резервуара (согл. Приложения 8)	коэф-т, завис-й от давления насыщ.паров (согл. Приложения 9)	коэф-т, завис-й от годовой оборачиваемости n (согл. Приложения 10	оборачи- ваемость, n=B/(г _ж *Vp*Np)
m	Kt ^{max}	Kt ^{min}	Kp	Kв	Коб	n
63	0,6	0,35	0,10	1	1,35	51
Расчет						
Валовый выброс		$G=0,294*P_{38}*m*(Kt^{max}*K_в+Kt^{min})*Kp^{cp}*Коб*B/10^7*г_ж$			т/год	14,4480
Максимально-разовые выбросы		$M=0,163*P_{38}*m*Kt^{max}*Kp^{max}*K_в*Vч^{max}/10^4$			г/с	1,7145
Идентификация состава выбросов						
Определяемый параметр	C1-C5	C6-C10	бензол	толуол	ксилол	сероводород
C _i , масс%	72,46	26,8	0,35	0,22	0,11	0,06
M _i , г/с	1,2424	0,4595	0,0060	0,0038	0,0019	0,0010
G _i , т/год	10,4690	3,8721	0,0506	0,0318	0,0159	0,0087
Расчет выполнен в соот. с "Методическими указаниями по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров" РНД 211.2.02.09-2004						

Расчет выполнен в соот. с "Методическими указаниями по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров" РНД 211.2.02.09-2004

Источник №0003 - Печь ППТ-0,2Г									
Исходные данные									
расход топлива			плотность газа	время работы	высота выхлопной трубы	диаметр выхлопной трубы	число форсунок	тепловая мощ-ть печи	
B, кг/ч	Bv, м³/час	B _{год} м³/год	g, кг/м³	t, час	м	м	n, шт	Гкал/час	Qp, МДж/ч
36	35	301560	1,02	8616	9,9	0,45	1	0,2	838
Табличные и расчетные данные									
содержание серы в топливе	содержание серодорода в топливе	массовая доля жидкого топлива	объем продуктов сгорания	коэф-т избытка воздуха в уходящих газах	энергетический эквивалент топлива (согл. табл.5.1)	Конц-я оксидов азота пир сжигании топлива в печах			
S ^r , %	[H ₂ S], %	b, %	V _Г =7,84*A*Bv*Э, м³/ч	A	Э	C _{NOx} =1,073*(180+60b)*Qф/Qp*A ^{0,5} *Vсг/V _Г *10 ⁻⁶ , (кг/м³)			
	0,02	0	488,9808	1,1	1,62	0,000346			
фактическая ср.теплопроизводительность	Vсг/V _Г (согл. табл.5.1)	низшая теплота сгорания топлива (согл. прил.2.1)	выход оксида углерода при сжигании топлива	потери теп-ты, вследствие мех. неполноты сгорания топлива	параметр, хар-щий кол-во оксидов азота, образующихся на 1 ГДж тепла	коэф-т, зависящий от степени снижения выбросов NOx в рез-те прим-я тех. решений			
		Q _Г ^r , МДж/м³	Cсо=g ₃ *R*Q _Г ^r , кг/т	g ₄ , %	K _{NOx} , кг/ГДж	b			
		1700	0,84	37,71	53860,01	0	0,08	0	
Расчет выбросов									
		диоксид серы	оксид углерода	метан	диоксид азота, с учетом окислов азота коэф.трансформации 0,8	оксид азота, с учетом окислов азота коэф.трансформации 0,13			
		Πso ₂ =[2S ^r b+1,88*[H ₂ S]*(1-b)]*10 ⁻² (кг/ч)	Πco=1,5*B*10 ⁻³ (кг/ч)	Πсн4=1,5*B*10 ⁻³ (кг/ч)	ΠNOx=V _Г *C _{NOx} (кг/ч)				
Валовый выброс, т/год		0,0032396	0,4614	0,4614	1,1650	0,1893			
Максимально-разовые выбросы, г/с		0,0001044	0,0149	0,0149	0,0376	0,0061			
Mi=Πi*10 ⁶ /t*3600									
Расход отработавших газов		Qог=V _Г /3600		м³/с	0,14				
Ср. ск-ть газовоздушной смеси		W=(4*Qог)/(3,14*d²)		м/с	1,3438				
Расчет выполнен в соот. со "Сборником методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами" -Алматы 1996 г.									

Расчет выполнен в соот. со "Сборником методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами" -Алматы 1996 г.



Источник №0004 - Печь П-1 (УДН)									
Исходные данные									
расход топлива			плотность газа	время работы	высота выхлопной трубы	диаметр выхлопной трубы	число форсунок	тепловая мощ-ть печи	
B, кг/ч	B _v , м³/час	B _{год} , м³/год	g, кг/м³	t, час	м	м	n, шт	Гкал/час	Q _p , МДж/ч
87	85	732360	1,02	8616	9,9	0,45	1	0,63	2639,7
Табличные и расчетные данные									
содержание серы в топливе	содержание серододорода в топливе	массовая доля жидкого топлива	объем продуктов сгорания	коэф-т избытка воздуха в уходящих газах	энергетический эквивалент топлива (согл. табл.5.1)	Конц-я оксидов азота пир сжигании топлива в печах			
S ^r , %	[H ₂ S], %	b, %	V _Г =7,84*А*В _v *Э, м³/ч	А	Э	C _{NOx} =1,073*(180+60b)*Qф/Qp*А ^{0,5} *V _{сГ} /V _Г *10 ⁻⁶ , (кг/м³)			
	0,02	0	1187,5248	1,1	1,62	0,000266			
фактическая ср.теплопроизводительность	V _{сГ} /V _Г (согл. табл.5.1)	низшая теплота сгорания топлива (согл. прил.2.1)	выход оксида углерода при сжигании топлива	потери теп-ты, вследствие мех. неполноты сгорания топлива	параметр, хар-щий кол-во оксидов азота, образующихся на 1 ГДж тепла	коэф-т, зависящий от степени снижения выбросов NOx в рез-те прим-я тех. решений			
		Q _Г ^r , МДж/м³	C _{со} =g ₃ *R*Q _Г ^r , кг/т	g ₄ , %	K _{NOx} , кг/ГДж	b			
4129	0,84	37,71	130802,89	0	0,08	0			
Расчет выбросов									
		диоксид серы	оксид углерода	метан	диоксид азота, с учетом окислов азота коэф.трансформации 0,8	оксид азота, с учетом окислов азота коэф.трансформации 0,13			
		Πso ₂ =[2S ^r b+1,88*[H ₂ S]*(1-b)]*10 ⁻² (кг/ч)	Πco=1,5*В*10 ⁻³ (кг/ч)	Πсн4=1,5*В*10 ⁻³ (кг/ч)	ΠNO _x =V _Г *C _{NO_x} (кг/ч)				
Валовый выброс, т/год		0,0032396	1,1205	1,1205	2,1813	0,3545			
Максимально-разовые выбросы, г/с		0,0001044	0,0361	0,0361	0,0703	0,0114			
Mi=Πi*10 ⁶ /t*3600									
Расход отработавших газов		Qог=V _Г /3600		м³/с	0,33				
Ср. ск-ть газовойздушной смеси		W=(4*Qог)/(3,14*d²)		м/с	3,2636				
Расчет выполнен в соот. со "Сборником методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами" -Алматы 1996 г.									



Источник №0005 - Печь П-2 (УДН)									
Исходные данные									
расход топлива			плотность газа	время работы	высота выхлопной трубы	диаметр выхлопной трубы	число форсунок	тепловая мощ-ть печи	
B, кг/ч	Bv, м³/час	B _{год} , м³/год	g, кг/м³	t, час	м	м	n, шт	Гкал/час	Qp, МДж/ч
12	12	103392	1,02	8616	9,9	0,45	1	0,63	2639,7
Табличные и расчетные данные									
содержание серы в топливе	содержание серододорода в топливе	массовая доля жидкого топлива	объем продуктов сгорания	коэф-т избытка воздуха в уходящих газах	энергетический эквивалент топлива (согл. табл.5.1)	Конц-я оксидов азота пир сжигании топлива в печах			
S ^r , %	[H ₂ S], %	b, %	V _г =7,84*A*Bv*Э, м³/ч	A	Э	C _{NOx} =1,073*(180+60b)*Qф/Qp*A ^{0,5} *Vсг/V _г *10 ⁻⁶ , (кг/м³)			
	0,02	0	167,6506	1,1	1,62	0,000038			
фактическая ср.теплопроизвод ительность	Vсг/V _г (согл. табл.5.1)	низшая теплота сгорания топлива (согл. прил.2.1)	выход оксида углерода при сжигании топлива	потери теп-ты, вследствие мех. неполноты сгорания топлива	параметр, хар-щий кол-во оксидов азота, образующихся на 1 ГДж тепла	коэф-т, зависящий от степени снижения выбросов NOx в рез-те прим-я тех. решений			
		Q _г ^r , МДж/м³	Cco=g ₃ *R*Q _г ^r , кг/т	g ₄ , %	K _{NOx} , кг/ГДж	b			
583	0,84	37,71	18466,29	0	0,08	0			
Расчет выбросов									
		диоксид серы	оксид углерода	метан	диоксид азота, с учетом окислов азота коэф.трансформации 0,8	оксид азота, с учетом окислов азота коэф.трансформации 0,13			
		Πso ₂ =[2S ^r b+1,88*[H ₂ S]*(1-b)]*10 ⁻² (кг/ч)	Πco=1,5*B*10 ⁻³ (кг/ч)	Πсн4=1,5*B*10 ⁻³ (кг/ч)	ΠNOx=V _г *CNOx (кг/ч)				
Валовый выброс, т/год		0,0032396	0,1582	0,1582	0,0435	0,0071			
Максимально-разовые выбросы, г/с		0,0001044	0,0051	0,0051	0,0014	0,0002			
Mi=Πi*10 ⁶ /t*3600									
Расход отработавших газов		Qог=V _г /3600		м³/с	0,05				
Ср. ск-ть газовойздушной смеси		W=(4*Qог)/(3,14*d²)		м/с	0,4607				
Расчет выполнен в соот. со "Сборником методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами" -Алматы 1996 г.									



Расчет валовых выбросов

Список литературы:

1. "Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей". Министерство охраны окружающей среды РК. РНД. Астана 2008г.
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух. (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005

Площадка: месторождение Чинаревское 3 вариант 2030 год

Цех: УПН

Источник: 0006,0007

Наименование: Факельные дежурные горелки

Тип: Высотная

Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь

Тип месторождения: сернистое

1. РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Таблица процентного содержания составляющих смеси.

Состав смеси задавался в объемных долях.

Компонент	[%] об.	[%] мас.	Молек. мас.	Плотность
Метан (CH ₄)	74.88	52.5620093	16.043	0.7162
Этан (C ₂ H ₆)	7.74	10.1834498	30.07	1.3424
Пропан (C ₃ H ₈)	3.94	7.60196395	44.097	1.9686
Бутан (C ₄ H ₁₀)	2.51	6.38336613	58.124	2.5948
Пентан (C ₅ H ₁₂)	5.04	15.9108518	72.151	3.2210268
Азот (N ₂)	5.68	6.96265704	28.016	1.2507
Диоксид углерода (CO ₂)	0.19	0.36587722	44.011	1.9648
Сероводород (H ₂ S)	0.02	0.02982466	34.082	1.5215

Молярная масса смеси M , кг/моль (прил.3, (5)): **22.8549071**

Плотность сжигаемой смеси R_o , кг/м³: **1.02**

Показатель адиабаты K (23):

$$K = \frac{N}{\sum_{i=1}^N (K_i * [i]_o)} = 1.201146$$

где (K_i) – показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;

$[i]_o$ – объемные единицы составляющих смеси, %;

Скорость распространения звука в смеси W_{36} , м/с (прил.6):

$$W_{36} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.201146 * (30 + 273) / 22.8549071)^{0.5} = 365.1325733$$

где T_o – температура смеси, град.С;

Объемный расход B , м³/с: **0.004333**

Скорость истечения смеси $W_{ист}$, м/с (3):

$$W_{ист} = 4 * B / (\pi * d^2) = 4 * 0.004333 / (3.141592654 * 0.5^2) = 0.022067788$$

Массовый расход G , г/с (2):

$$G = 1000 * B * R_o = 1000 * 0.004333 * 1.02 = 4.41966$$

Проверка условия беспламенного горения, т.к. $W_{ист} / W_{36} = 0.000060438 < 0.2$, горение сажевое.



2. РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси **n: 0.9984**

Массовое содержание углерода $[C]_M$, % (прил.3, (8)):

$$[C]_M = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - [нег]_o) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - 0) * 22.8549071) = 72.25231732$$

где x_i – число атомов углерода;

$[нег]_o$ – общее содержание негорючих примесей, %: ****;

величиной $[нег]_o$ можно пренебречь, т.к. ее значение не превышает 3%;

Расчет мощности выброса метана, оксида углерода, оксидов азота, сажи M_i , г/с: (1)

$$M_i = UB_i * G$$

где UB_i – удельные выбросы вредных веществ, г/г;

0.8, 0.13 – коэффициенты трансформации оксидов азота в атмосфере ([2], п.2.2.4)

Код	Примесь	УВ г/г	М г/с
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный)	0.02	0.0883932
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	0.0106072
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	0.0017237
0410	Метан (727*)	0.0005	0.00220983
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.00883932

Мощность выброса диоксида углерода M_{co2} , г/с (6):

$$M_{co2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_M + [CO2]_M) - M_{co} - M_{ch4} - M_c = 0.01 * 4.4196600 * (3.67 * 0.9984000 * 72.2523173 + 0.3658772) - 0.0883932 - 0.0022098 - 0.0088393 = 11.61741292$$

где $[CO2]_M$ – массовое содержание диоксида углерода, %;

M_{co} – мощность выброса оксида углерода, г/с;

M_{ch4} – мощность выброса метана, г/с;

M_c – мощность выброса сажи, г/с;

Массовое содержание серы $[S]_M$, %:

$$[S]_M = \sum_{i=1}^N ([i]_M * A_s * x_i / M_s) = \sum_{i=1}^N ([i]_M * 32.066 * x_i / M_s) = 0.028060494$$

где A_s – атомная масса серы;

x_i – количество атомов серы;

M_s – молярная масса составляющей смеси содержащая атомы серы;

$[i]_M$ – массовые единицы составляющих смеси, %;

Мощность выброса диоксида серы M_{so2} , г/с (7):

$$M_{so2} = 0.02 * [S]_M * G * n = 0.02 * 0.028060494 * 4.41966 * 0.9984 = 0.002476388$$

Мощность выброса сероводорода M_{h2s} , г/с (8):

$$M_{h2s} = 0.01 * [H2S]_M * G * (1-n) = 0.01 * 0.029824667 * 4.41966 * (1-0.9984) = 0.000002109$$

3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ



Низшая теплота сгорания $Q_{нз}$, ккал/м³ (прил.3, (1)):

$$Q_{нз} = 85.5 * [CH_4]_o + 152 * [C_2H_6]_o + 218 * [C_3H_8]_o + 283 * [C_4H_{10}]_o + 349 * [C_5H_{12}]_o + 56 * [H_2S]_o = 85.5 * 74.88 + 152 * 7.74 + 218 * 3.94 + 283 * 2.51 + 349 * 5.04 + 56 * 0.02 = 10908.05$$

где $[CH_2]_o$ – содержание метана, %;

$[C_2H_6]_o$ – содержание этана, %;

$[C_3H_8]_o$ – содержание пропана, %;

$[C_4H_{10}]_o$ – содержание бутана, %;

$[C_5H_{12}]_o$ – содержание пентана, %;

Доля энергии теряемая за счет излучения E (11):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (22.8549071)^{0.5} = 0.229472669$$

Объемное содержание кислорода $[O_2]_o$, %:

$$[O_2]_o = \sum_{i=1}^N ([i]_o * A_o * x_i / M_o) = \sum_{i=1}^N ([i]_o * 16 * x_i / M_o) = 0.138147281$$

где A_o – атомная масса кислорода;

x_i – количество атомов кислорода;

M_o – молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_o , м³/м³ (13):

$$V_o = 0.0476 * (1.5 * [H_2S]_o + \sum_{i=1}^N ((x+y/4) * [C_xH_y]_o) - [O_2]_o) = 0.0476 * (1.5 * 0.02 + \sum_{i=1}^N ((x+y/4) * [C_xH_y]_o) - 0.138147281) = 12.04645819$$

где x – число атомов углерода;

y – число атомов водорода;

Количество газовойоздушной смеси, полученное при сжигании 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_{nc} , м³/м³ (12):

$$V_{nc} = 1 + V_o = 1 + 12.04645819 = 13.04645819$$

Предварительная теплоемкость газовойоздушной смеси C_{nc} , ккал/(м³ * град.С): 0.4

Ориентировочное значение температуры горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{нз} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 30 + (10908.05 * (1-0.229472669) * 0.9984) / (13.04645819 * 0.4) = 1638.00399$$

где T_o – температура смеси или газа, град.С;

при условии, что $1500 < T_o < 1800$, $C_{nc} = 0.39$

Температура горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{нз} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 30 + (10908.05 * (1-0.229472669) * 0.9984) / (13.04645819 * 0.39) = 1679.234861$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовойоздушной смеси V_1 , м³/с (14):

$$V_1 = B * V_{nc} * (273 + T_z) / 273 = 0.004333 * 13.04645819 * (273 + 1679.234861) / 273 = 0.404250655$$

Длина факела $L_{фн}$, м:

$$L_{фн} = 15 * d = 15 * 0.5 = 7.5$$

Высота источника выброса вредных веществ H , м (16):

$$H = L_{фн} + h_e = 7.5 + 15 = 22.5$$



где h_e – высота факельной установки от уровня земли, м;

5. РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА (W_o)

Диаметр факела D_{ϕ} , м (29):

$$D_{\phi} = 0.14 * L_{\phi n} + 0.49 * d = 0.14 * 7.5 + 0.49 * 0.5 = 1.295$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовой смеси (W_o), (м/с):

$$W_o = 1.27 * V_1 / D_{\phi}^2 = 1.27 * 0.404250655 / 1.295^2 = 0.306136362$$

6. РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс i -ого вредного вещества рассчитывается по формуле Π_i , т/год (30):

$$\Pi_i = 0.0036 * \tau * M_i$$

где τ – продолжительность работы факельной установки, ч/год: **8424**;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный)	0.0883932	2.68064754
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.010607184	0.321677705
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.001723667	0.052272627
0410	Метан (727*)	0.00220983	0.067016189
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.00883932	0.268064754
0380	Диоксид углерода	11.61741292	352.3143111
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Серни	0.002476388	0.075099943
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000002109	0.00006396

Площадка: месторождение Чинаревское 3 вариант 2030 год

Цех: УПН

Источник: 0006,0007

Наименование: Факельные установки (технологически неизбежное сжигание)

Тип: Высотная

Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь

Тип месторождения: сернистое

1. РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Таблица процентного содержания составляющих смеси.

Состав смеси задавался в объемных долях.

Компонент	[%]об.	[%]мас.	Молек.мас.	Плотность
Метан(CH4)	74.88	52.5620093	16.043	0.7162
Этан(C2H6)	7.74	10.1834498	30.07	1.3424
Пропан(C3H8)	3.94	7.60196395	44.097	1.9686
Бутан(C4H10)	2.51	6.38336613	58.124	2.5948
Пентан(C5H12)	5.04	15.9108518	72.151	3.2210268
Азот(N2)	5.68	6.96265704	28.016	1.2507
Диоксид углерода(CO2)	0.19	0.36587722	44.011	1.9648
Сероводород(H2S)	0.02	0.02982466	34.082	1.5215

Молярная масса смеси M , кг/моль (прил.3,(5)): **22.8549071**

Плотность сжигаемой смеси R_o , кг/м³: **1.02**

Показатель адиабаты K (23):



$$K = \sum_{i=1}^N (K_i * [il]_o) = 1.201146$$

где (K_i) - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;

$[il]_o$ - объемные единицы составляющих смеси, %;

Скорость распространения звука в смеси $W_{зв}$, м/с (прил.6):

$$W_{зв} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.201146 * (30 + 273) / 22.8549071)^{0.5} = 365.1325733$$

где T_o - температура смеси, град.С;

Объемный расход B , м³/с: 3.06

Скорость истечения смеси $W_{ист}$, м/с (3):

$$W_{ист} = 4 * B / (\pi * d^2) = 4 * 3.06 / (3.141592654 * 0.5^2) = 15.58445203$$

Массовый расход G , г/с (2):

$$G = 1000 * B * R_o = 1000 * 3.06 * 1.02 = 3121.2$$

Проверка условия беспламенного горения, т.к. $W_{ист} / W_{зв} = 0.042681626 < 0.2$, горение сажевое.

2. РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси n : 0.9984

Массовое содержание углерода $[C]_м$, % (прил.3,(8)):

$$[C]_м = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [il]_o) / ((100 - [нег]_o) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [il]_o) / ((100 - 0) * 22.8549071) = 72.25231732$$

где x_i - число атомов углерода;

$[нег]_o$ - общее содержание негорючих примесей, %: *****;

величиной $[нег]_o$ можно пренебречь, т.к. ее значение не превышает 3%;

Расчет мощности выброса метана, оксида углерода, оксидов азота, сажи M_i , г/с: (1)

$$M_i = UB_i * G$$

где UB_i - удельные выбросы вредных веществ, г/г;

0.8, 0.13 - коэффициенты трансформации оксидов азота в атмосфере ([2], п.2.2.4)

Код	Примесь	УВ г/г	М г/с
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный	0.02	62.4240000
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	7.4908800
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	1.2172680
0410	Метан (727*)	0.0005	1.5606000
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	6.2424000

Мощность выброса диоксида углерода M_{co2} , г/с (6):

$$M_{co2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_м + [CO2]_м) - M_{co} - M_{ch4} - M_c = 0.01 * 3121.200000 * (3.67 * 0.9984000 * 72.2523173 + 0.3658772) - 62.4240000 - 1.5606000 - 6.2424000 = 8204.311916$$

где $[CO2]_м$ - массовое содержание диоксида углерода, %;

M_{co} - мощность выброса оксида углерода, г/с;

M_{ch4} - мощность выброса метана, г/с;

M_c - мощность выброса сажи, г/с;



Массовое содержание серы $[S]_M$, %:

$$[S]_M = \sum_{i=1}^N ([i]_M * A_s * x_i / M_s) = \sum_{i=1}^N ([i]_M * 32.064 * x_i / M_s) = 0.028058744$$

где A_s - атомная масса серы;

x_i - количество атомов серы;

M_s - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы серы;

$[i]_M$ - массовые единицы составляющих смеси, %;

Мощность выброса диоксида серы M_{so2} , г/с (7):

$$M_{so2} = 0.02 * [S]_M * G * n = 0.02 * 0.028058744 * 3121.2 * 0.9984 = 1.748736591$$

Мощность выброса сероводорода M_{h2s} , г/с (8):

$$M_{h2s} = 0.01 * [H2S]_M * G * (1-n) = 0.01 * 0.029824667 * 3121.2 * (1-0.9984) = 0.00148942$$

3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания $Q_{нз}$, ккал/м³ (прил.3,(1)):

$$Q_{нз} = 85.5 * [CH4]_o + 152 * [C2H6]_o + 218 * [C3H8]_o + 283 * [C4H10]_o + 349 * [C5H12]_o + 56 * [H2S]_o = 85.5 * 74.88 + 152 * 7.74 + 218 * 3.94 + 283 * 2.51 + 349 * 5.04 + 56 * 0.02 = 10908.05$$

где $[CH2]_o$ - содержание метана, %;

$[C2H6]_o$ - содержание этана, %;

$[C3H8]_o$ - содержание пропана, %;

$[C4H10]_o$ - содержание бутана, %;

$[C5H12]_o$ - содержание пентана, %;

Доля энергии теряемая за счет излучения E (11):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (22.8549071)^{0.5} = 0.229$$

Объемное содержание кислорода $[O2]_o$, %:

$$[O2]_o = \sum_{i=1}^N ([i]_o * A_o * x_i / M_o) = \sum_{i=1}^N ([i]_o * 16 * x_i / M_o) = 0.138147281$$

где A_o - атомная масса кислорода;

x_i - количество атомов кислорода;

M_o - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_o , м³/м³ (13):

$$V_o = 0.0476 * (1.5 * [H2S]_o + \sum_{i=1}^N ((x+y)/4 * [C_xH_y]_o) - [O2]_o) = 0.0476 * (1.5 * 0.02 + \sum_{i=1}^N ((x+y)/4 * [C_xH_y]_o) - 0.138147281) = 12.04645819$$

где x - число атомов углерода;

y - число атомов водорода;

Количество газовой смеси, полученное при сжигании 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_{nc} , м³/м³ (12):

$$V_{nc} = 1 + V_o = 1 + 12.04645819 = 13.04645819$$

Предварительная теплоемкость газовой смеси C_{nc} , ккал/(м³*град.С): 0.4

Ориентировочное значение температуры горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{нз} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 30 + (10908.05 * (1-0.229) * 0.9984) / (13.04645819 * 0.4) = 1638.990398$$

где T_o - температура смеси или газа, град.С;



при условии, что $1500 \leq T_o < 1800$, $C_{nc} = 0.39$

Температура горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{H_2} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 30 + (10908.05 * (1-0.229) * 0.9984) / (13.04645819 * 0.39) = 1680.246562$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовой смеси V_1 , м³/с (14):

$$V_1 = B * V_{nc} * (273 + T_z) / 273 = 3.06 * 13.04645819 * (273 + 1680.246562) / 273 = 285.6330614$$

Длина факела L_{fn} , м:

$$L_{fn} = 15 * d = 15 * 0.5 = 7.5$$

Высота источника выброса вредных веществ H , м (16):

$$H = L_{fn} + h_g = 7.5 + 15 = 22.5$$

где h_g - высота факельной установки от уровня земли, м;

5. РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА (W_o)

Диаметр факела D_f , м (29):

$$D_f = 0.14 * L_{fn} + 0.49 * d = 0.14 * 7.5 + 0.49 * 0.5 = 1.295$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовой смеси (W_o), (м/с):

$$W_o = 1.27 * V_1 / D_f^2 = 1.27 * 285.6330614 / 1.295^2 = 216.3080384$$

6. РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс i -ого вредного вещества рассчитывается по формуле Π_i , т/год (30):

$$\Pi_i = 0.0036 * \tau * M_i$$

где τ - продолжительность работы факельной установки, ч/год: 336;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный)	62.424	75.5080704
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	7.49088	9.060968448
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1.217268	1.472407373
0410	Метан (727*)	1.5606	1.88770176
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	6.2424	7.55080704
0380	Диоксид углерода	8204.311916	9923.935693
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Серни	1.748736591	2.11527178
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00148942	0.001801602

Источник №0008-0010 - Резервуар конденсата 5000 м3						
Исходные данные						
Наименование продукта	макс. объем паровоздушной смеси, выт. из резервуара	количество жидкости, закач.в резервуар	объем резервуара	количество резервуаров		
	$Vч^{max}, м^3/час$	B, т/год	$Vp, м^3$	Np		
конденсат	75	47133,0	5000,0	1		
температура начала кипения нефти	плотность нефти	время эксплуатации резервуара	время эксплуатации резервуара	давление насыщенных паров нефти	темп-ра жидкости	
$tнк, ^0C$	$\rho_{ж}, т/м^3$	$t_1, сут/год$	$t_2, час/сут$	$P_{38}, мм.рт.ст$	$tж^{max}, ^0C$	$tж^{min}, ^0C$
49	0,7526	365	24	397,53	21,7	5
Табличные данные						
молекулярная масса паров нефти, (согл.Приложения 5)	коэф-т пересчета конц-й насыщ. паров нефти при макс. темп-ре	коэф-т пересчета конц-й насыщ. паров нефти при мин. темп-ре	коэф-т, характер- ный эксплуатац. особ-ти резервуара (согл. Приложения 8)	коэф-т, завис-й от давления насыщ.паров (согл. Приложения 9)	коэф-т, завис-й от годовой оборачиваемости n (согл. Приложения 10)	оборачи-ваемость, $n=B/(g_{ж} * Vp * Np)$
m	Kt^{max}	Kt^{min}	Kp	Kв	Коб	n
63	1,08	0,59	0,56	1	1,35	13
Расчет						
Валовый выброс		$G=0,294 * P_{38} * m * (Kt^{max} * K_{в} + Kt^{min}) * Kp^{cp} * K_{об} * B / 10^7 * g_{ж}$			т/год	58,2180
Максимально-разовые выбросы		$M=0,163 * P_{38} * m * Kt^{max} * Kp^{max} * K_{в} * Vч^{max} / 10^4$			г/с	18,5170
Идентификация состава выбросов						
Определяемый параметр	C1-C5	C6-C10	бензол	толуол	ксилол	сероводород
Ci, масс%	72,46	26,8	0,35	0,22	0,11	0,06
Mi, г/с	13,4174	4,9626	0,0648	0,0407	0,0204	0,0111
Gi, т/год	42,1847	15,6024	0,2038	0,1281	0,0640	0,0349
Расчет выполнен для одного резервуара, всего - 3 ед.						
Расчет выполнен в соответствии с "Методическими указаниями по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров" РНД 211.2.02.09-2004						

Источник №6001 Площадка УКПГ-1/2

Выбросы приняты согласно ««Проекту нормативов предельно-допустимых выбросов в атмосферу (ПДВ) для ТОО «Жаикмунай» на 2021 год».

Код в-ва	Наименование вещества	Выброс Вещества, г/с	Выброс вещества, т/год
150	Натрий гидроксид	0,000039	0,001025
151	Ди натрий гидрат	0,000039	0,001025
301	Азота диоксид	62,094791	132,223369
302	Азотная кислота	0,0015	0,03942
303	Аммиак	0,000147	0,003863
304	Азота оксид	12,176393	82,502564
316	Соляная кислота	0,000396	0,010408
322	Серная кислота	0,000081	0,002105
328	Сажа	38,552446	24,488855
330	Диоксид серы	5,895625	41,194871
331	Сера	0,045663	1,315356
333	Сероводород	0,35408847	0,756719884
337	Оксид углерода	455,313084	609,732726
410	Метан	19,510755	49,160894
415	Углеводороды C1-C5	31,5945041	68,535892
416	Углеводороды C6-C10	0,66353711	4,59988711
602	Бензол	0,009849	0,0196
616	Диметилбензол	0,059196	0,1146759
621	Метилбензол	0,004624	0,00644
703	Бензапирен	0,0000089	0,00000018
906	Тетрахлорметан	0,00147	0,038632
1023	Дигликоль	0,20352913	1,447138453
1042	Бутиловый спирт	0,044444	0,075
1052	Метанол	0,329723	1,994094
1061	Этиловый спирт	0,00501	0,131663
1325	Формальдегид	0,085365	0,001807
1401	Ацетон	0,001911	0,050221
1555	Уксусная кислота	0,00057	0,01498
1716	Смесь природных меркаптанов	0,000204452	0,000999574
1880	Диэтаноламин	0,15088067	0,87693313
2049	Красители органические анионные	0,014577	0,049197
2735	Масло нефтяное	0,104779	0,20716
2752	Уайт-спирит	0,014577	0,049197
2754	Углеводороды C12-C19	2,113452	1,768413
2902	Взвешенные вещества	0,2072	1,764705
2930	Пыль абразивная	0,0026	0,032011
	ВСЕГО:	629,5570588	1023,211847

Источник №6002 Площадка УКПГ-3

Выбросы приняты согласно ««Проекту нормативов предельно-допустимых выбросов в атмосферу (ПДВ) для ТОО «Жаикмунай» на 2021 год».

Код в-ва	Наименование вещества	Выброс вещества г/с	Выброс вещества, т/год
123	Оксид железа	0,003326	0,004383
143	Марганец и его соединения	0,000286	0,000377
301	Азота (IV) диоксид (4)	8,161975	30,793791
304	Азот (II) оксид (6)	7,350376	51,656161
328	Углерод (593)	2,710894	7,0822
330	Сера диоксид (526)	169,223796	65,115241
333	Сероводород	0,165088	0,697439
337	Углерод оксид (594)	52,9732	267,806933
342	Фтористые газообразные соединения	0,000233	0,000308
344	Фториды	0,001027	0,001353
410	Метан (734*)	7,219107	125,970585
415	Углеводороды C1-C5	3,046192	92,116814
416	Углеводороды C6-C10	0,235989	7,136309
703	Бенз/а/пирен (54)	0,0000024	0,000000003
1023	Дигликоль	0,358337	10,836116
1034	Пропан-1,2-диол (1026*)	1,384566	4,3017542
1052	Метанол (343)	0,133612	2,00798
1325	Формальдегид (619)	0,024167	0,000025
1716	Смесь природных меркаптанов	0,0037074	0,0006262
2735	Масло минеральное нефтяное	0,063291	1,766677
2754	Углеводороды предельные C12-19	0,6817023	2,691185
2902	Взвешенные частицы (вещества)	0,12336	0,601413
2908	Пыль неорганическая: 70-20%	0,000436	0,000574
2930	Пыль абразивная (1046*)	0,00066	0,001159
3401	Ди(2-гидроксиэтил)метиламин (370*)	0,058195	1,759835
	ВСЕГО:	253,9235251	672,3492384

Источник №6003 Площадка ГТЭС-26МВт

Выбросы приняты согласно ««Проекту нормативов предельно-допустимых выбросов в атмосферу (ПДВ) для ТОО «Жаикмунай» на 2021 год».

Код в-ва	Наименование вещества	Выброс Вещества, г/с	Выброс вещества, т/год
301	Азота диоксид	4,09896	82,497626
304	Азота оксид	0,666081	13,405864
330	Диоксид серы	0,013713	0,405203
333	Сероводород	0,00000121	0,000042
337	Оксид углерода	34,397289	1016,398613
410	Метан	4,986582	147,347514
415	Углеводороды C1-C5	0,129584	7,070036
416	Углеводороды C6-C10	0,0000225	0,001232
1716	Смесь меркаптанов	0,00000121	0,000073
2735	Масло нефтяное	0,042858	1,35158
	ВСЕГО:	44,33509192	1268,477783

Источник №6004 - Площадка добывающих скважин								
Исходные и табличные данные								
вид технологического потока	количество ЗРА		расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность		расчетная величина утечки		суммарные выбросы	
	ЗРА	фланцевые соединения	ЗРА	фланцевые соединения	ЗРА	фланцевые соединения		
	шт	шт			кг/час	кг/час		
нефть-газ	11	25	0,365	0,05	0,012996	0,000396	0,0527	
Расчет								
Валовый выброс		т/год	0,4614					
Максимально-разовые выбросы		г/с	0,0146					
Идентификация состава выбросов								
Определяемый	C1-C5	C6-C10	бензол	толуол	ксилол	сероводород		
Ci, масс%	72,46	26,8	0,35	0,22	0,11	0,06		
Mi, г/с	0,0106021	0,0039213	0,0000512	0,0000322	0,0000161	0,00000878		
Gi, т/год	0,3343476	0,1236616	0,0016150	0,0010151	0,0005076	0,0002769		
Расчет выполнен на 1 скважину								
Всего - 52 скв.								
Исходные и табличные данные								
вид технологического потока	количество ЗРА		расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность		расчетная величина утечки		суммарные выбросы	
	ЗРА	фланцевые соединения	ЗРА	фланцевые соединения	ЗРА	фланцевые соединения		
	шт	шт			кг/час	кг/час		
газ-конденсат	10	22	0,293	0,03	0,020988	0,000720	0,0620	
Расчет								
Валовый выброс		т/год	0,5429					
Максимально-разовые выбросы		г/с	0,0172					
Идентификация состава выбросов								
Определяемый	C1-C5	C6-C10	бензол	толуол	ксилол	сероводород		
Ci, масс%	72,46	26,8	0,35	0,22	0,11	0,06		
Mi, г/с	0,0124732	0,0046133	0,0000602	0,0000379	0,0000189	0,00001033		
Gi, т/год	0,3933546	0,1454858	0,0019000	0,0011943	0,0005971	0,0003257		
Расчет выполнен на 1 скважину								
Всего - 47 скв.								

ПРИЛОЖЕНИЕ 3 – ПАРАМЕТРЫ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРУ

ЭРА v3.0 АО "НИПИнефтегаз"																										
Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу																										
месторождение Чинаревское ПР 1 вариант 2022 год																										
Произ- водство	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 газовойдушной 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	Кoeffи- циент обеспечен- ности газо- очисткой, %	Среднеэксплуа- тационная степень очистки/ максимальная степень очистки, %	Код вещес- тва	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества			Год дости- жения 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	Количе- ство, шт.						Скорость, м/с	Объем смеси, м3/с	Темпе- ратура 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	
		Резервуар нефти 2000 м3	1	8760	Дыхательный клапан	0001	5	0,2	1,5	0,047124	30	9198	6378								0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,001029	24,236	0,004295	
																					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1,242355	29260,621	5,186599	
																					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,459496	10822,3	1,918312	
																					0602	Бензол (64)	0,006001	141,339	0,025053	
																					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,001886	44,42	0,007874	
																					0621	Метилбензол (349)	0,003772	88,84	0,015747	
		Резервуар нефти 3000 м3	1	8760	Дыхательный клапан	0002	5	0,2	1,5	0,047124	30	9191	6433								0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,001029	24,236	0,006442	
																					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1,242355	29260,621	7,779899	
																					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,459496	10822,3	2,877467	
																					0602	Бензол (64)	0,006001	141,339	0,037579	
																					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,001886	44,42	0,011811	
																					0621	Метилбензол (349)	0,003772	88,84	0,023621	
		Печь ППТ-0,2Г	1	8616	Дымовая труба	0003	9,9	0,45	1,34	0,14	400	9444	6378								0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,037558	661,343	1,16497	
																					0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,006103	107,465	0,189308	
																					0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,000104	1,831	0,00324	
																					0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,014875	261,928	0,461387	
																					0410	Метан (727*)	0,014875	261,928	0,461387	
		Печь П-1 на УДН	1	8616	Дымовая труба	0004	9,9	0,45	3,26	0,33	400	9431	6481								0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,070323	525,334	2,181253	
																					0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,011427	85,363	0,354454	
																					0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,000104	0,777	0,00324	
																					0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,036125	269,865	1,120511	
																					0410	Метан (727*)	0,036125	269,865	1,120511	
		Печь П-2 на УДН	1	8616	Дымовая труба	0005	9,9	0,45	0,46	0,05	400	9383	6481								0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,001402	69,124	0,043474	
																					0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,000228	11,241	0,007065	
																					0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,000104	5,128	0,00324	
																					0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0051	251,451	0,15819	
																					0410	Метан (727*)	0,0051	251,451	0,15819	

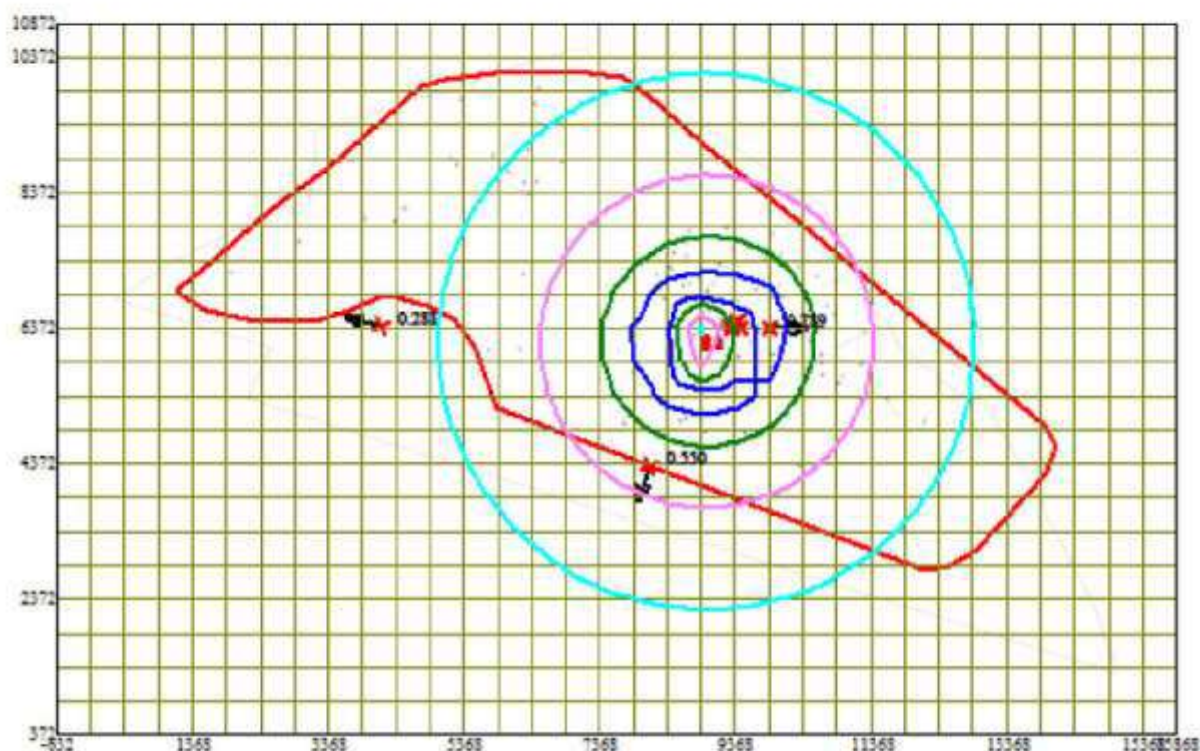
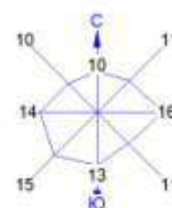
		Факельные дежурные горелки	1	8424	Дымовая труба	0006-0007	22,5	1,295	0,31	0,4044601	1680,2	9307 9307	6372 6419							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0106072	187,633	0,32167771	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0017237	30,49	0,05227263	
																				0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,0088393	156,361	0,26806475	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,0024762	43,803	0,07509526	
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	2,109E-06	0,037	6,396E-05	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0883932	1563,606	2,68064754	
																				0410	Метан (727*)	0,0022098	39,09	0,06701619	
		Факельные установки УПН при технологически неизбежном сжигании	1	336	Дымовая труба	0006-0007	22,5	1,295	216,31	284,909566	1680,2	9307 9307	6372 6419							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	7,49088	188,109	9,06096845	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1,217268	30,568	1,47240737	
																				0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	6,2424	156,758	7,55080704	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	1,7487366	43,914	2,11527178	
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,0014894	0,037	0,0018016	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	62,424	1567,576	75,5080704	
																				0410	Метан (727*)	1,5606	39,189	1,88770176	
		Резервуар конденсата 5000 м3	1	8760	Дыхательный клапан	0008	5	0,2	1,5	0,047124	30	9184	6495							0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,01111	261,669	0,038241	
																				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	13,417433	316014,689	46,182759	
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	4,962562	116880,963	17,08112	
																				0602	Бензол (64)	0,06481	1526,44	0,223074	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,020369	479,742	0,070109	
																				0621	Метилбензол (349)	0,040737	959,46	0,140218	
		Резервуар конденсата 5000 м3	1	8760	Дыхательный клапан	0009	5	0,2	1,5	0,047124	30	9232	6495							0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,01111	261,669	0,038241	
																				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	13,417433	316014,689	46,182759	
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	4,962562	116880,963	17,08112	
																				0602	Бензол (64)	0,06481	1526,44	0,223074	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,020369	479,742	0,070109	
																				0621	Метилбензол (349)	0,040737	959,46	0,140218	
		Резервуар конденсата 5000м3	1	8760	Дыхательный клапан	0010	5	0,2	1,5	0,047124	30	9273	6495							0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,01111	261,669	0,038241	
																				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	13,417433	316014,689	46,182759	
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	4,962562	116880,963	17,08112	
																				0602	Бензол (64)	0,06481	1526,44	0,223074	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,020369	479,742	0,070109	
																				0621	Метилбензол (349)	0,040737	959,46	0,140218	

		Площадка УКПГ-1,2	1	8760	Неорганизованный источник	6001	2				30	8942	6183	20	20							0150	Натрий гидроксид (Натр едкий, Сода каустическая) (876*)	0,000039		0,001025	
																						0151	диНатрий станнат гидрат /в пересчете на олово/ (Оловянноокислый натрий гидрат) (410)	0,000039		0,001025	
																						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	62,094791		132,223369	
																						0302	Азотная кислота (5)	0,0015		0,03942	
																						0303	Аммиак (32)	0,000147		0,003863	
																						0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	12,176393		82,502564	
																						0316	Гидрохлорид (Соляная кислота, Водород хлорид) (163)	0,000396		0,010408	
																						0322	Серная кислота (517)	0,000081		0,002105	
																						0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	38,552446		24,488855	
																						0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	5,895625		41,194871	
																						0331	Сера элементарная (1125*)	0,045663		1,315356	
																						0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,354088		0,75672	
																						0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	455,31308		609,732726	
																						0410	Метан (727*)	19,510755		49,160894	
																						0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	31,594504		68,535892	
																						0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,663537		4,599887	
																						0602	Бензол (64)	0,009849		0,0196	
																						0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,059196		0,114676	
																						0621	Метилбензол (349)	0,004624		0,00644	
																						0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0,000009		0,0000002	
																						0906	Тетрахлорметан (Углерод тетрахлорид, Четыреххлористый углерод) (546)	0,00147		0,038632	
																						1023	2,2'-Оксидизтанол (Дигликоль, Дизтиленгликоль) (436)	0,203529		1,447138	
																						1042	Бутан-1-ол (Бутиловый спирт) (102)	0,044444		0,075	
																						1052	Метанол (Метиловый спирт) (338)	0,329723		1,994094	
																						1061	Этанол (Этиловый спирт) (667)	0,00501		0,131663	
																						1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,085365		0,001807	
																						1401	Пропан-2-он (Ацетон) (470)	0,001911		0,050221	
																						1555	Уксусная кислота (Этановая кислота) (586)	0,00057		0,01498	
																						1716	Смесь природных меркаптанов /в пересчете на этилмеркаптан/ (Одорант СПМ - ТУ 51-81-88) (526)	0,000204		0,001	
																						1880	Ди(2-гидроксиэтил)амин (Дизтаноламин) (367*)	0,150881		0,876933	
																						2049	Красители органические анионные: коричневый 5К, синий; кислотный оранжевый; спирторастворимый оранжевый 2Ж (азокрасители) (Сольвент оранжевый) (664*)	0,014577		0,049197	
																						2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)	0,104779		0,20716	
																						2752	Уайт-спирит (1294*)	0,014577		0,049197	
																						2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	2,113452		1,768413	
																						2902	Взвешенные частицы (116)	0,2072		1,764705	
																						2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)	0,0026		0,032011	

		Площадка ГТЭС-26	1	8760	Неорганизованный источник	6003	2				30	9127	6126	20	20					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	4,09896		82,497626	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,666081		13,405864	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,013713		0,405203	
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,000001		0,000042	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	34,397289		1016,39861	
																				0410	Метан (727*)	4,986582		147,347514	
																				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,129584		7,070036	
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,000023		0,001232	
																				1716	Смесь природных меркаптанов /в пересчете на этилмеркаптан/ (Одорант СПМ - ТУ 51-81-88) (526)	0,000001		0,000073	
																				2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)	0,042858		1,35158	
		Площадка добывающих скважин	66	8760	Неорганизованный источник	6004	2				30	8472	7492	10000	5000					0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,00064		0,020178	
																				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,772711		24,368214	
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,285794		9,012809	
																				0602	Бензол (64)	0,003732		0,117705	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,001173		0,036993	
																				0621	Метилбензол (349)	0,002346		0,073986	

ПРИЛОЖЕНИЕ 4 – РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА РАССЕИВАНИЯ

Город : 029 Уральск Чинаревское
 Объект : 0001 месторождение Чинаревское ПР 1 вариант 2022 год Вар.№ 1
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)



Условные обозначения:
 Жилые зоны, группа N 01
 Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 Максим. значение концентрации
 Расч. прямоугольник N 01

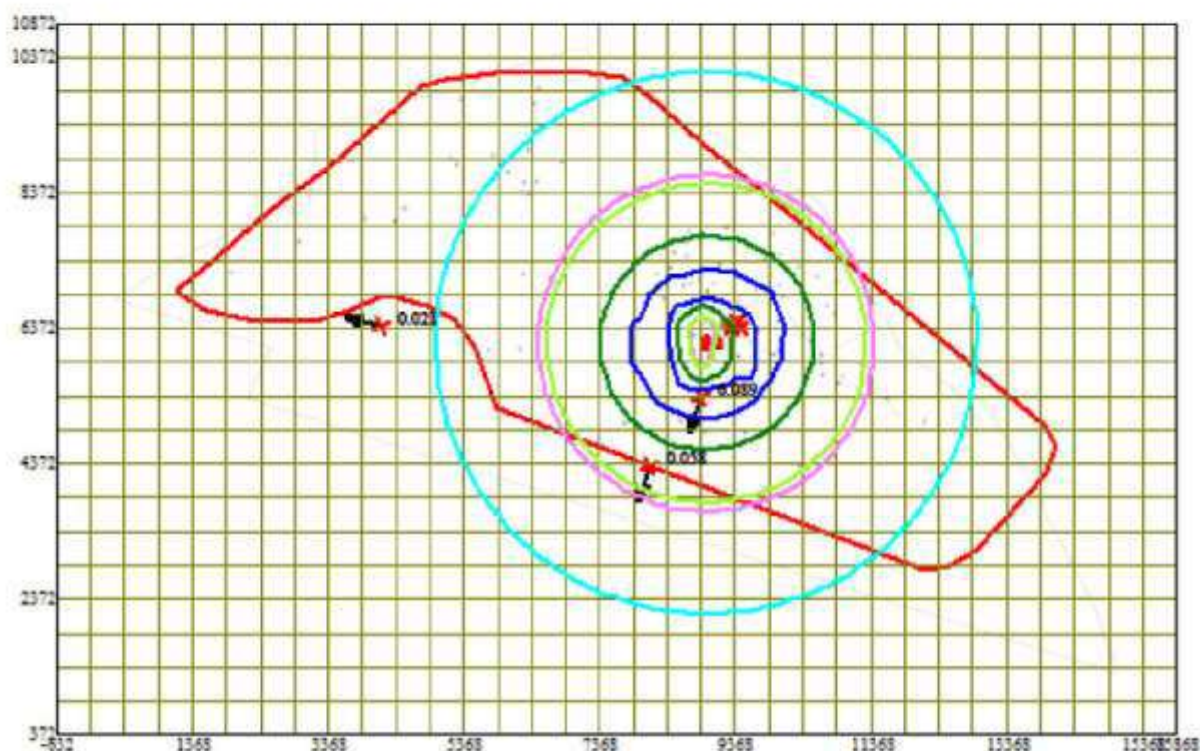
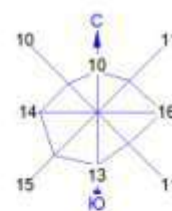
Изолинии в долях ПДК
 0.329 ПДК
 0.483 ПДК
 0.636 ПДК
 0.728 ПДК

0 928 2784м.
 Масштаб 1:92800

Макс концентрация 0.7891732 ПДК достигается в точке $x=9868$ $y=6372$
 При опасном направлении 259° и опасной скорости ветра 0.51 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 16500 м, высота 10500 м,
 шаг расчетной сетки 500 м, количество расчетных точек 34*22
 Расчет на существующее положение.



Город : 029 Уральск Чинаревское
 Объект : 0001 месторождение Чинаревское ПР 1 вариант 2022 год Вар.№ 1
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)



Условные обозначения:
 Жилые зоны, группа N 01
 Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 Максим. значение концентрации
 Расч. прямоугольник N 01

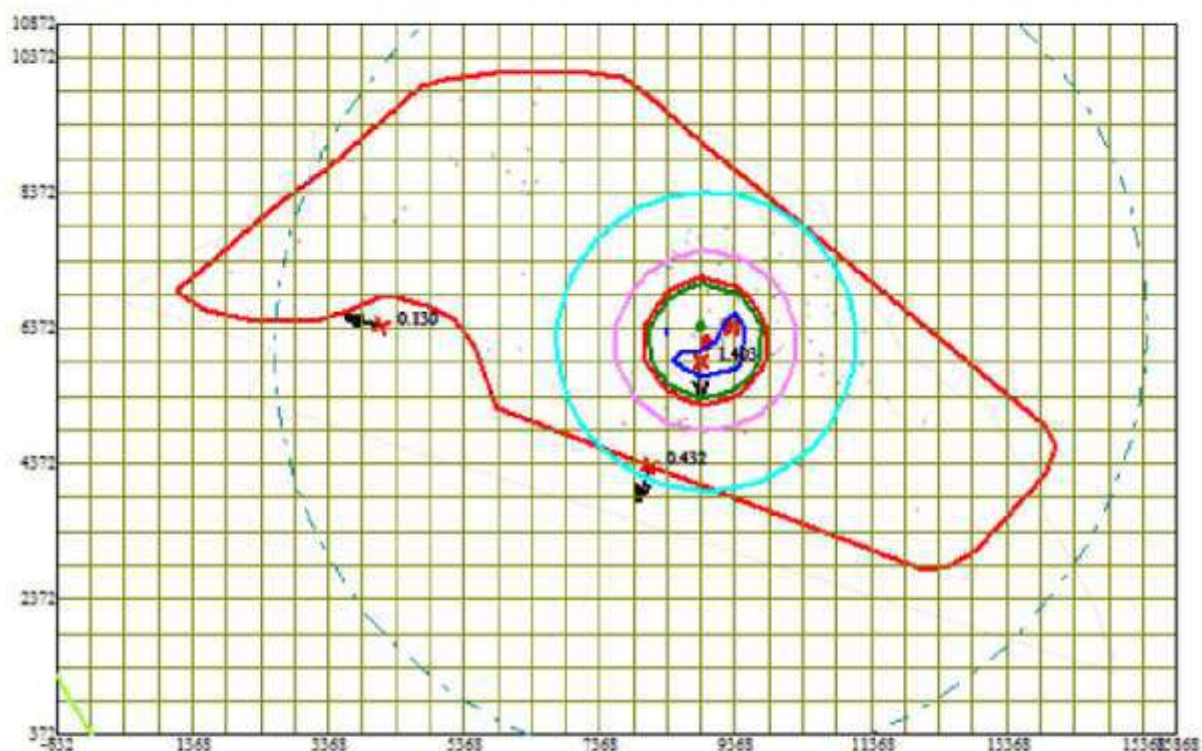
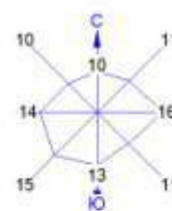
Изолинии в долях ПДК
 0.027 ПДК
 0.048 ПДК
 0.050 ПДК
 0.068 ПДК
 0.081 ПДК

0 928 2784м.
 Масштаб 1:92800

Макс концентрация 0.0888623 ПДК достигается в точке $x = 8868$ $y = 5372$
 При опасном направлении 6° и опасной скорости ветра 0.51 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 16500 м, высота 10500 м,
 шаг расчетной сетки 500 м, количество расчетных точек 34*22
 Расчет на существующее положение.



Город : 029 Уральск Чинаревское
 Объект : 0001 месторождение Чинаревское ПР 1 вариант 2022 год Вар.№ 1
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)



Условные обозначения:
 Жилые зоны, группа N 01
 Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 Максим. значение концентрации
 Расч. прямоугольник N 01

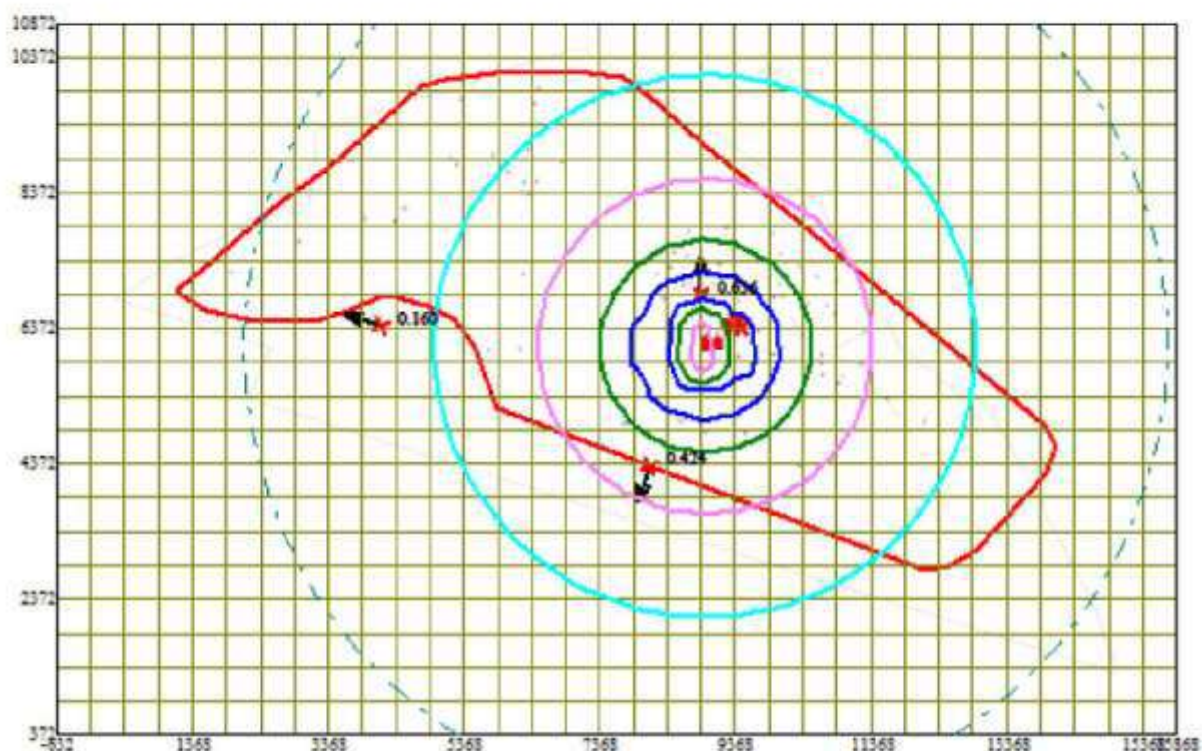
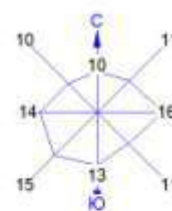
Изолинии в долях ПДК
 0.050 ПДК
 0.100 ПДК
 0.386 ПДК
 0.725 ПДК
 1.0 ПДК
 1.064 ПДК
 1.268 ПДК

0 928 2784м.
 Масштаб 1:92800

Макс концентрация 1.4034853 ПДК достигается в точке $x=8868$ $y=5872$
 При опасном направлении 14° и опасной скорости ветра 0.5 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 16500 м, высота 10500 м,
 шаг расчетной сетки 500 м, количество расчетных точек 34*22
 Расчет на существующее положение.



Город : 029 Уральск Чинаревское
 Объект : 0001 месторождение Чинаревское ПР 1 вариант 2022 год Вар.№ 1
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)



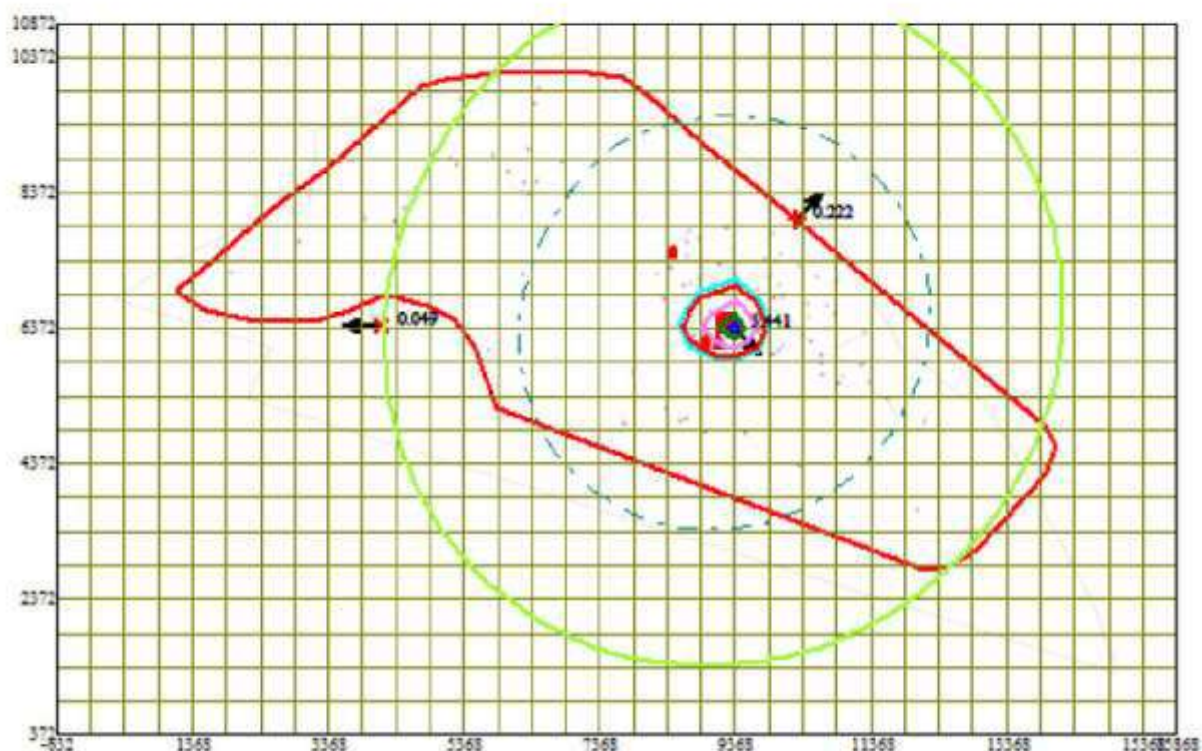
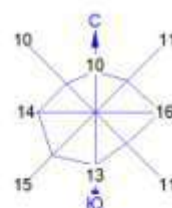
Условные обозначения:
 Жилые зоны, группа N 01
 Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 Максим. значение концентрации
 Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК
 0.100 ПДК
 0.203 ПДК
 0.347 ПДК
 0.492 ПДК
 0.579 ПДК

0 928 2784м.
 Масштаб 1:92800

Макс концентрация 0.6364524 ПДК достигается в точке $x = 8868$ $y = 6872$
 При опасном направлении 175° и опасной скорости ветра 0.5 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 16500 м, высота 10500 м,
 шаг расчетной сетки 500 м, количество расчетных точек 34*22
 Расчет на существующее положение.

Город : 029 Уральск Чинаревское
 Объект : 0001 месторождение Чинаревское ПР 1 вариант 2022 год Вар.№ 1
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)



Условные обозначения:
 Жилые зоны, группа N 01
 Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 Максим. значение концентрации
 Расч. прямоугольник N 01

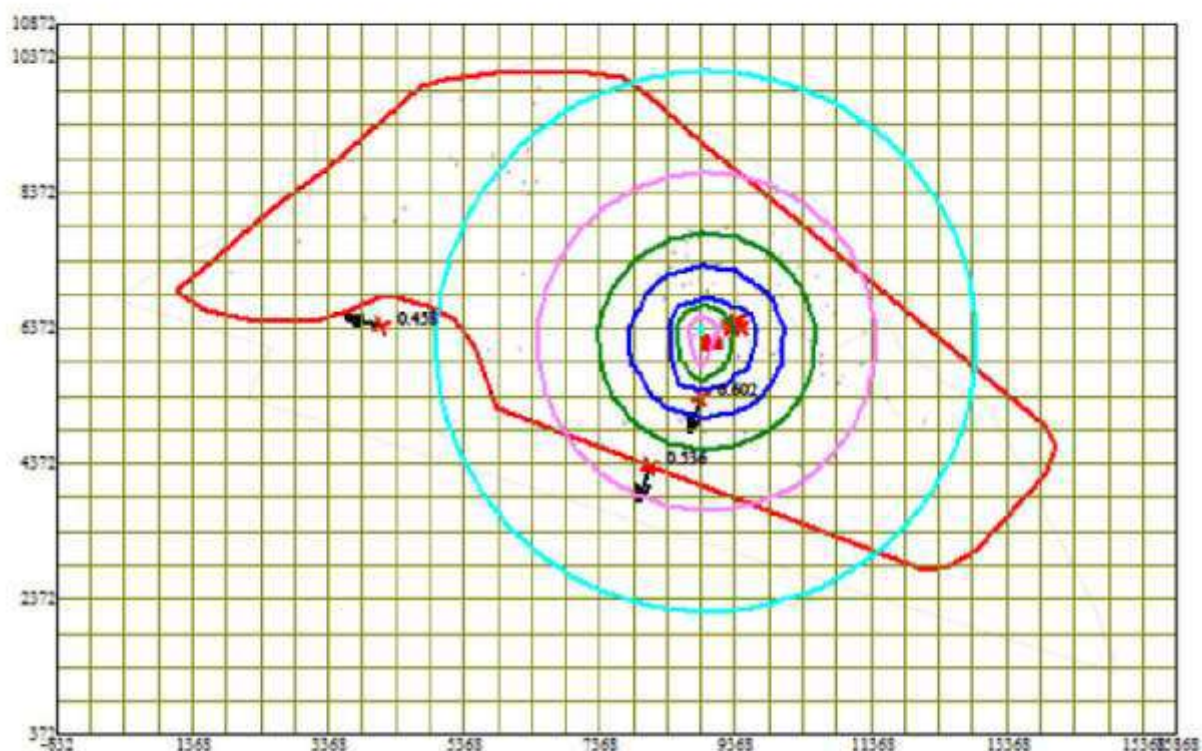
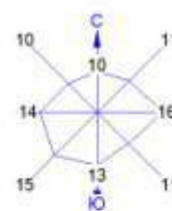
Изолинии в долях ПДК
 0.050 ПДК
 0.100 ПДК
 0.872 ПДК
 1.0 ПДК
 1.728 ПДК
 2.584 ПДК
 3.098 ПДК

0 928 2784м.
 Масштаб 1:92800

Макс концентрация 3.4405141 ПДК достигается в точке $x=9368$ $y=6372$
 При опасном направлении 315° и опасной скорости ветра 0.96 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 16500 м, высота 10500 м,
 шаг расчетной сетки 500 м, количество расчетных точек 34×22
 Расчет на существующее положение.



Город : 029 Уральск Чинаревское
 Объект : 0001 месторождение Чинаревское ПР 1 вариант 2022 год Вар.№ 1
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)



Условные обозначения:
 Жилые зоны, группа N 01
 Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 Максим. значение концентрации
 Расч. прямоугольник N 01

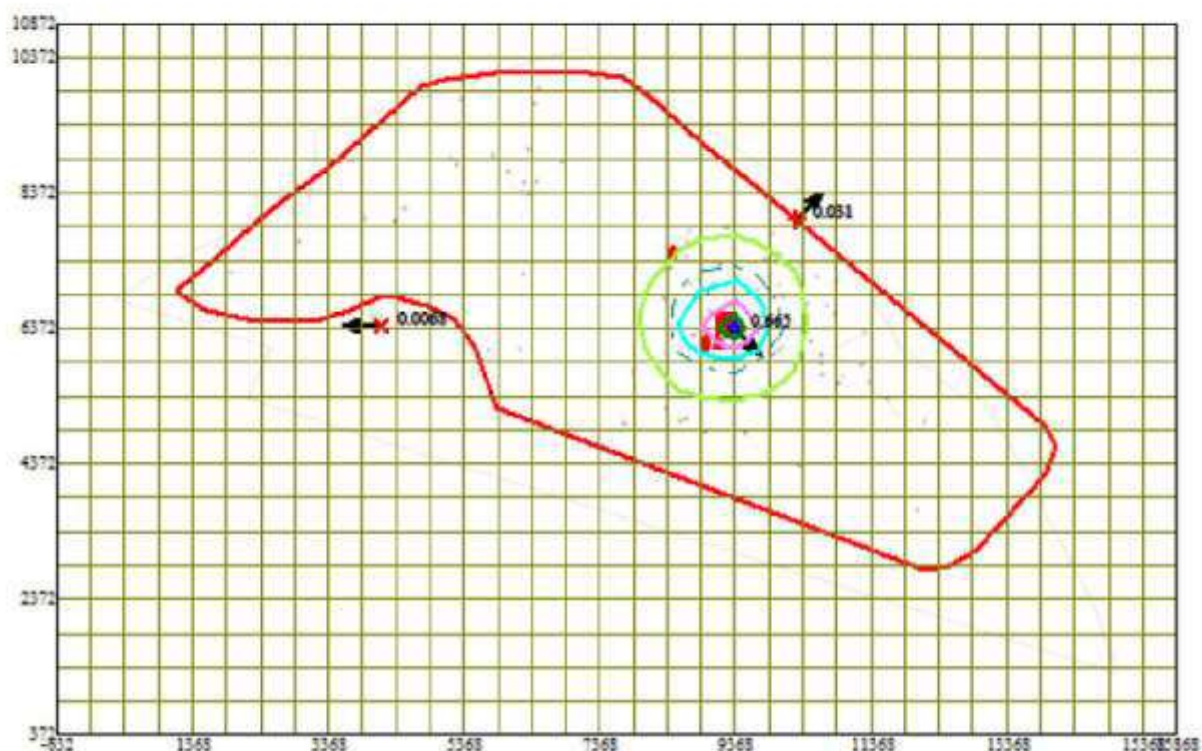
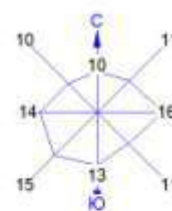
Изолинии в долях ПДК
 0.471 ПДК
 0.515 ПДК
 0.558 ПДК
 0.584 ПДК

0 928 2784м.
 Масштаб 1:92800

Макс концентрация 0.6018293 ПДК достигается в точке $x = 8868$ $y = 5372$
 При опасном направлении 6° и опасной скорости ветра 0.52 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 16500 м, высота 10500 м,
 шаг расчетной сетки 500 м, количество расчетных точек 34*22
 Расчет на существующее положение.



Город : 029 Уральск Чинаревское
 Объект : 0001 месторождение Чинаревское ПР 1 вариант 2022 год Вар.№ 1
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502°)



Условные обозначения:
 Жилые зоны, группа N 01
 Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 Максим. значение концентрации
 Расч. прямоугольник N 01

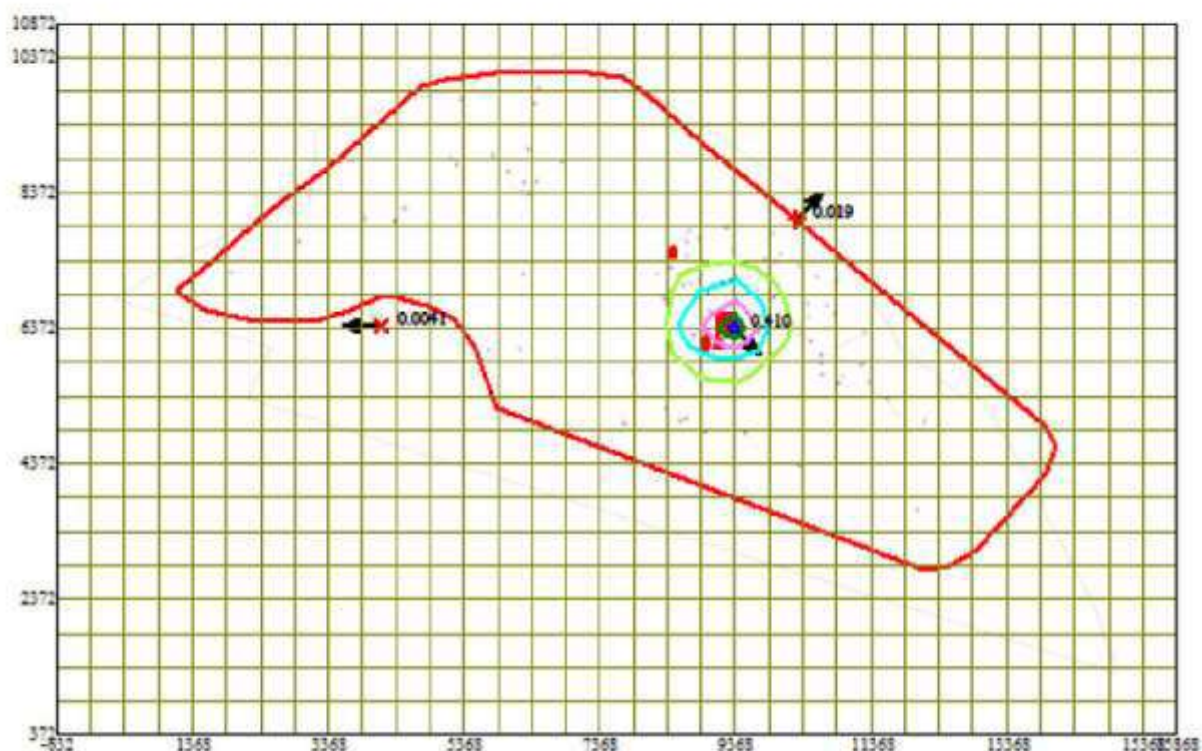
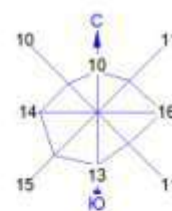
Изолинии в долях ПДК
 0.050 ПДК
 0.100 ПДК
 0.167 ПДК
 0.333 ПДК
 0.499 ПДК
 0.598 ПДК

0 928 2784м.
 Масштаб 1:92800

Макс концентрация 0.6648106 ПДК достигается в точке $x = 9368$ $y = 6372$
 При опасном направлении 315° и опасной скорости ветра 0.96 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 16500 м, высота 10500 м,
 шаг расчетной сетки 500 м, количество расчетных точек 34*22
 Расчет на существующее положение.



Город : 029 Уральск Чинаревское
 Объект : 0001 месторождение Чинаревское ПР 1 вариант 2022 год Вар.№ 1
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503°)



Условные обозначения:
 Жилые зоны, группа N 01
 Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 Максим. значение концентрации
 Расч. прямоугольник N 01

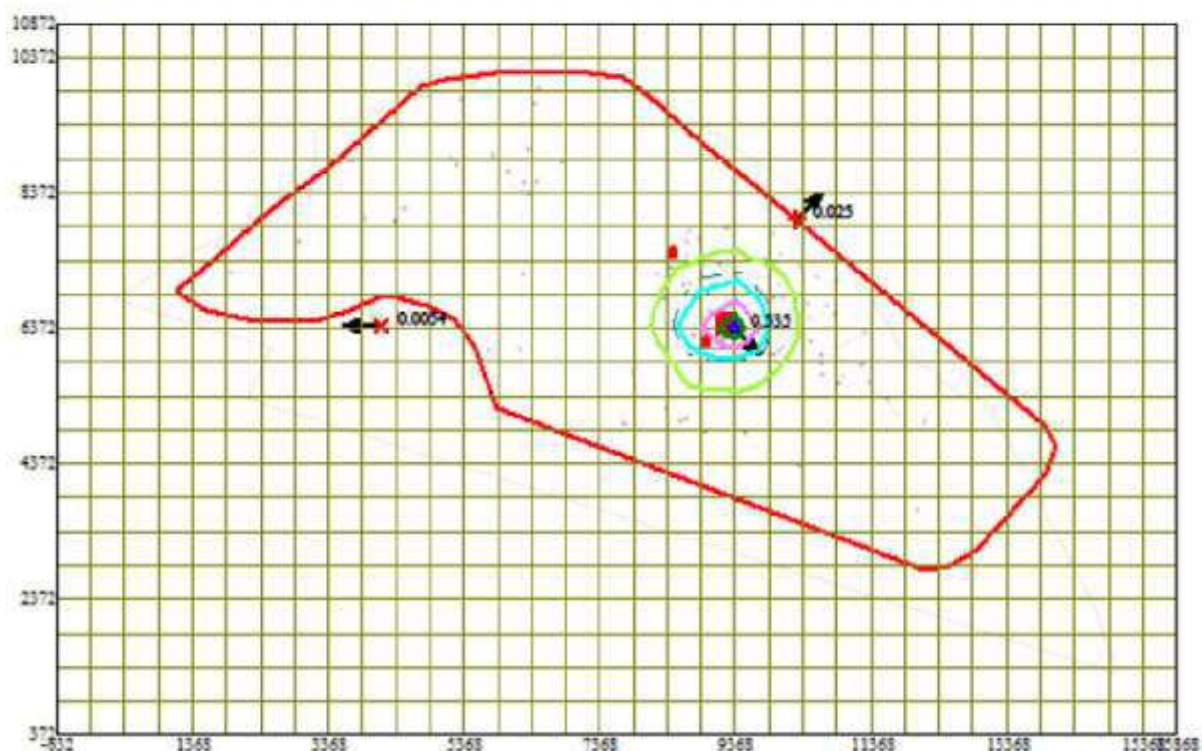
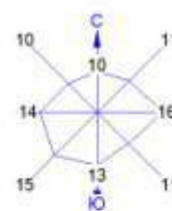
Изолинии в долях ПДК
 0.050 ПДК
 0.100 ПДК
 0.103 ПДК
 0.205 ПДК
 0.308 ПДК
 0.369 ПДК

0 928 2784м.
 Масштаб 1:92800

Макс концентрация 0.4098106 ПДК достигается в точке $x=9368$ $y=6372$
 При опасном направлении 315° и опасной скорости ветра 0.96 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 16500 м, высота 10500 м,
 шаг расчетной сетки 500 м, количество расчетных точек 34*22
 Расчет на существующее положение.



Город : 029 Уральск Чинаревское
 Объект : 0001 месторождение Чинаревское ПР 1 вариант 2022 год Вар.№ 1
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
 0602 Бензол (64)



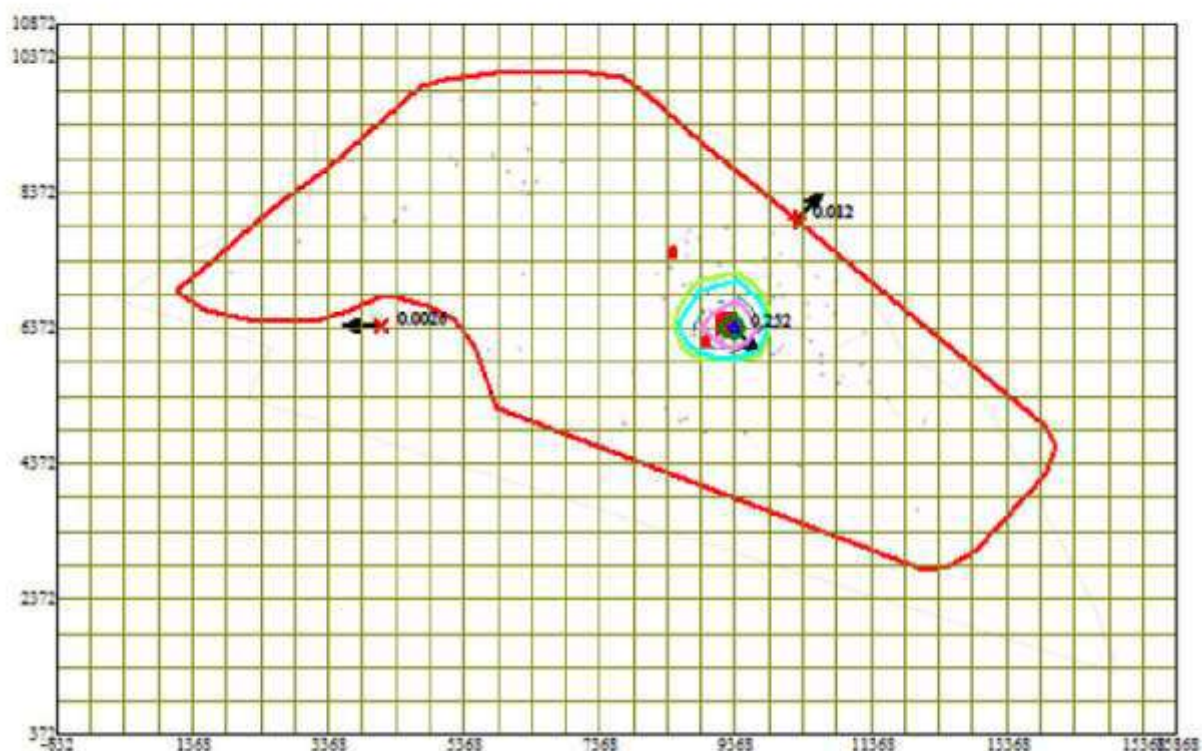
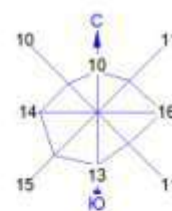
Условные обозначения:
 Жилые зоны, группа N 01
 Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 1 Максим. значение концентрации
 Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК
 0.050 ПДК
 0.100 ПДК
 0.135 ПДК
 0.268 ПДК
 0.402 ПДК
 0.482 ПДК

0 928 2784м.
 Масштаб 1:92800

Макс концентрация 0.5352038 ПДК достигается в точке $x = 9368$ $y = 6372$
 При опасном направлении 315° и опасной скорости ветра 0.96 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 16500 м, высота 10500 м,
 шаг расчетной сетки 500 м, количество расчетных точек 34×22
 Расчет на существующее положение.

Город : 029 Уральск Чинаревское
 Объект : 0001 месторождение Чинаревское ПР 1 вариант 2022 год Вар.№ 1
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)



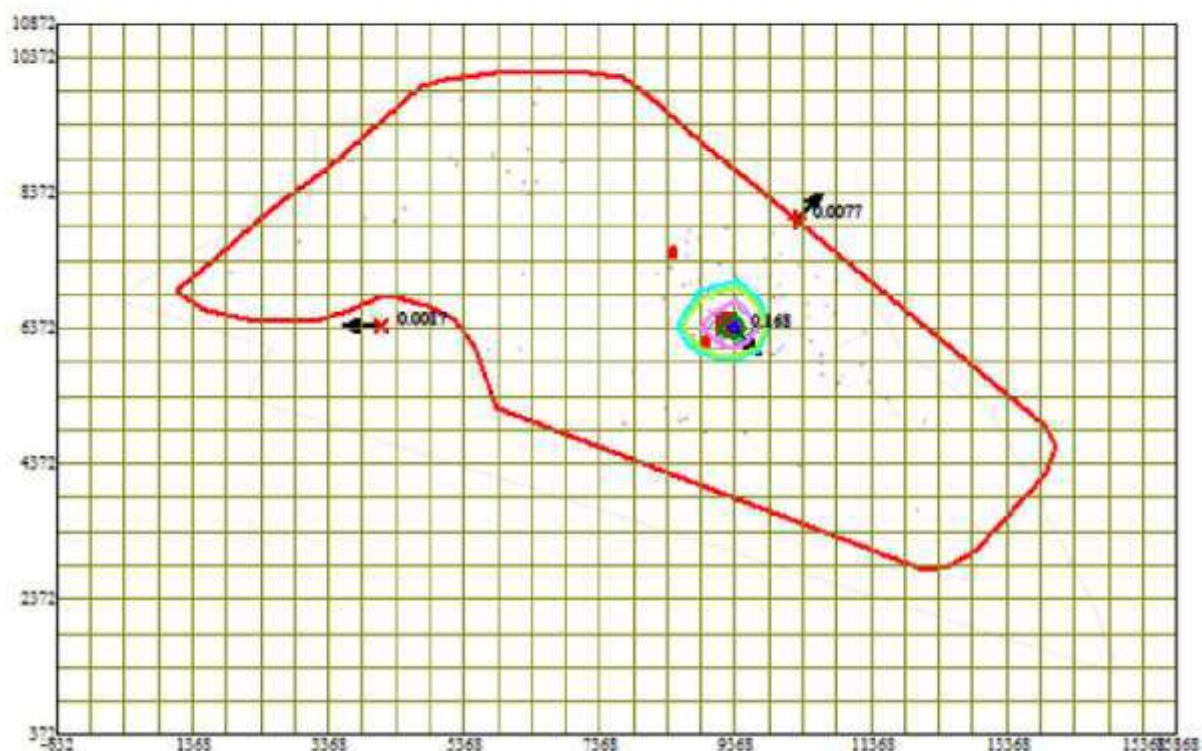
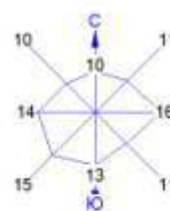
Условные обозначения:
 Жилые зоны, группа N 01
 Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 Максим. значение концентрации
 Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК
 0.050 ПДК
 0.064 ПДК
 0.100 ПДК
 0.126 ПДК
 0.189 ПДК
 0.227 ПДК

0 928 2784м.
 Масштаб 1:92800

Макс концентрация 0.2523122 ПДК достигается в точке $x=9368$ $y=6372$
 При опасном направлении 315° и опасной скорости ветра 0.96 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 16500 м, высота 10500 м,
 шаг расчетной сетки 500 м, количество расчетных точек 34*22
 Расчет на существующее положение.

Город : 029 Уральск Чинаревское
 Объект : 0001 месторождение Чинаревское ПР 1 вариант 2022 год Вар.№ 1
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
 0621 Метилбензол (349)



Условные обозначения:
 Жилые зоны, группа N 01
 Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 Максим. значение концентрации
 Расч. прямоугольник N 01

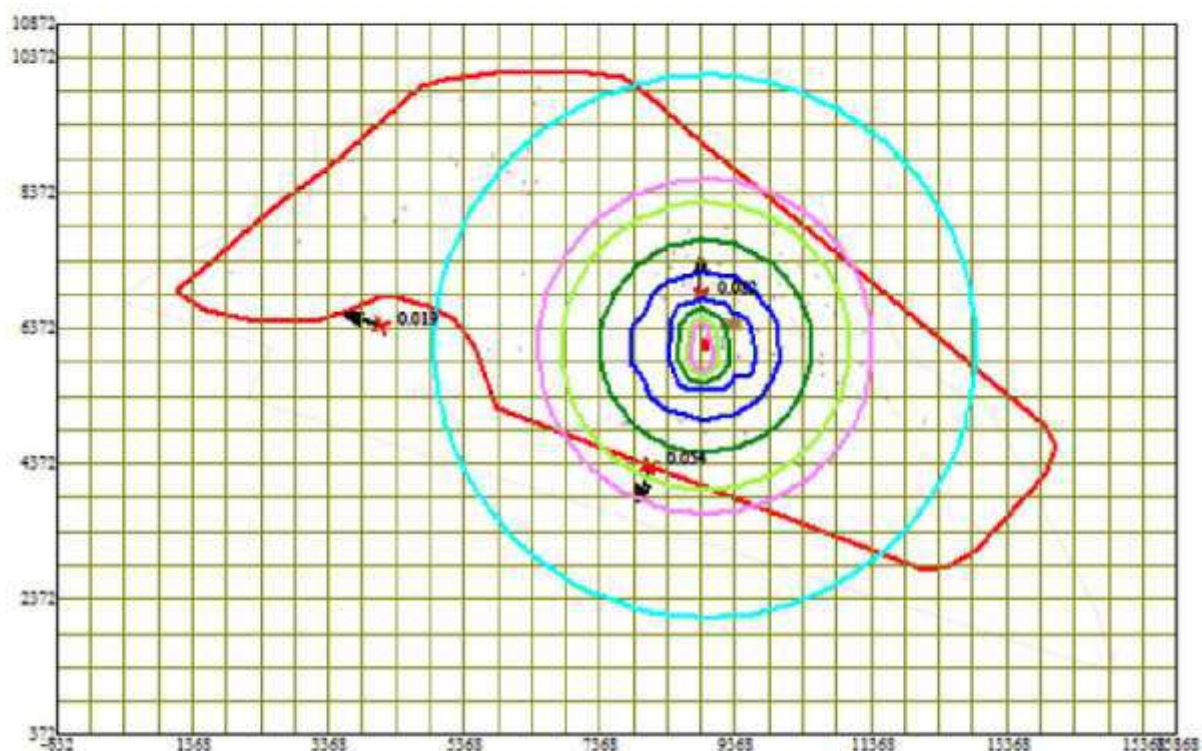
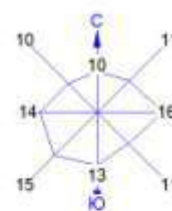
Изолинии в долях ПДК
 0.042 ПДК
 0.050 ПДК
 0.084 ПДК
 0.100 ПДК
 0.126 ПДК
 0.151 ПДК

0 928 2784м.
 Масштаб 1:92800

Макс концентрация 0.168204 ПДК достигается в точке $x=9368$ $y=6372$
 При опасном направлении 315° и опасной скорости ветра 0.96 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 16500 м, высота 10500 м,
 шаг расчетной сетки 500 м, количество расчетных точек 34*22
 Расчет на существующее положение.



Город : 029 Уральск Чинаревское
 Объект : 0001 месторождение Чинаревское ПР 1 вариант 2022 год Вар.№ 1
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
 1034 Пропан-1,2-диол (1007*)



Условные обозначения:
 Жилые зоны, группа N 01
 Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 Максим. значение концентрации
 Расч. прямоугольник N 01

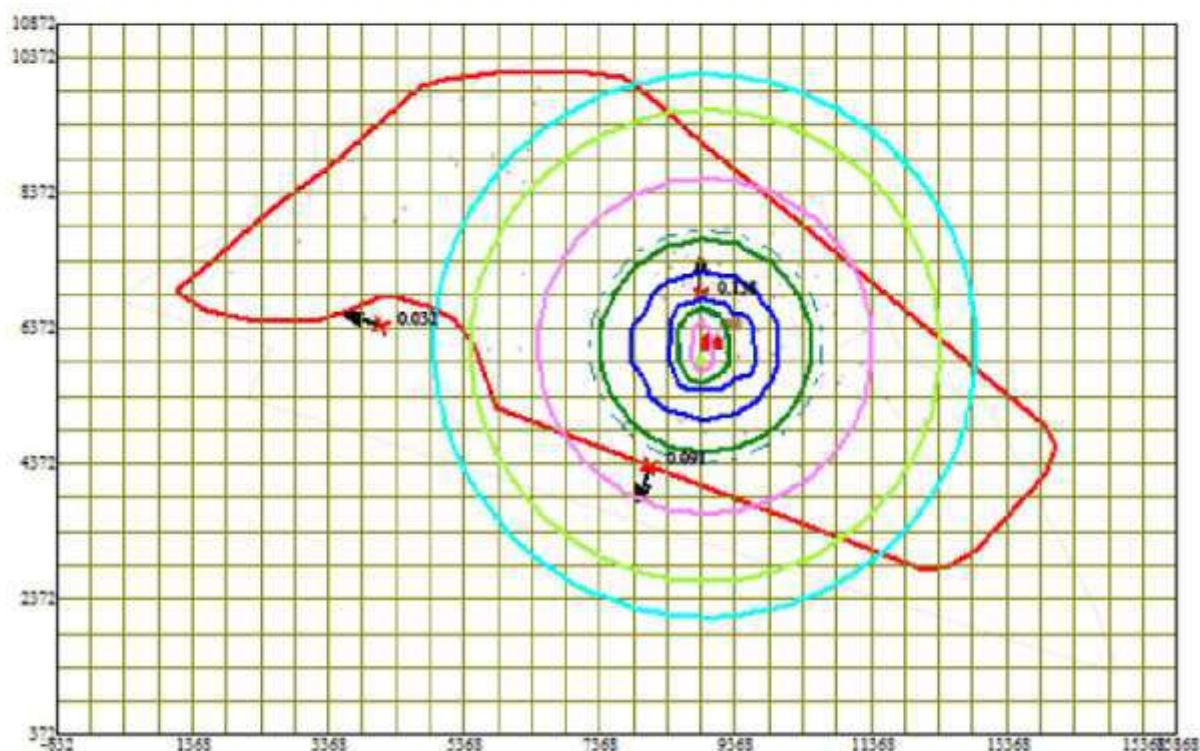
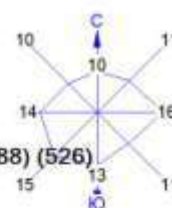
Изоплинии в долях ПДК
 0.024 ПДК
 0.043 ПДК
 0.050 ПДК
 0.063 ПДК
 0.074 ПДК

0 928 2784м.
 Масштаб 1:92800

Макс концентрация 0.0815971 ПДК достигается в точке $x=8868$ $y=6872$
 При опасном направлении 175° и опасной скорости ветра 0.5 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 16500 м, высота 10500 м,
 шаг расчетной сетки 500 м, количество расчетных точек 34*22
 Расчет на существующее положение.



Город : 029 Уральск Чинаревское
 Объект : 0001 месторождение Чинаревское ПР 1 вариант 2022 год Вар.№ 1
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
 1716 Смесь природных меркаптанов /в пересчете на этилмеркаптан/ (Одорант СПМ - ТУ 51- 81-88) (526)



Условные обозначения:
 Жилые зоны, группа N 01
 Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 Максим. значение концентрации
 Расч. прямоугольник N 01

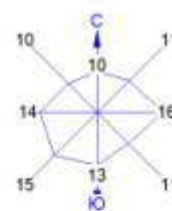
Изолинии в долях ПДК
 0.041 ПДК
 0.050 ПДК
 0.074 ПДК
 0.100 ПДК
 0.106 ПДК
 0.125 ПДК

0 928 2784м.
 Масштаб 1:92800

Макс концентрация 0.1382457 ПДК достигается в точке $x = 8868$ $y = 6872$
 При опасном направлении 175° и опасной скорости ветра 0.5 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 16500 м, высота 10500 м,
 шаг расчетной сетки 500 м, количество расчетных точек 34*22
 Расчет на существующее положение.



Город : 029 Уральск Чинаревское
 Объект : 0001 месторождение Чинаревское ПР 1 вариант 2022 год Вар.№ 1
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
 2902 Взвешенные частицы (116)



Условные обозначения:
 Жилые зоны, группа N 01
 Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 Максим. значение концентрации
 Расч. прямоугольник N 01

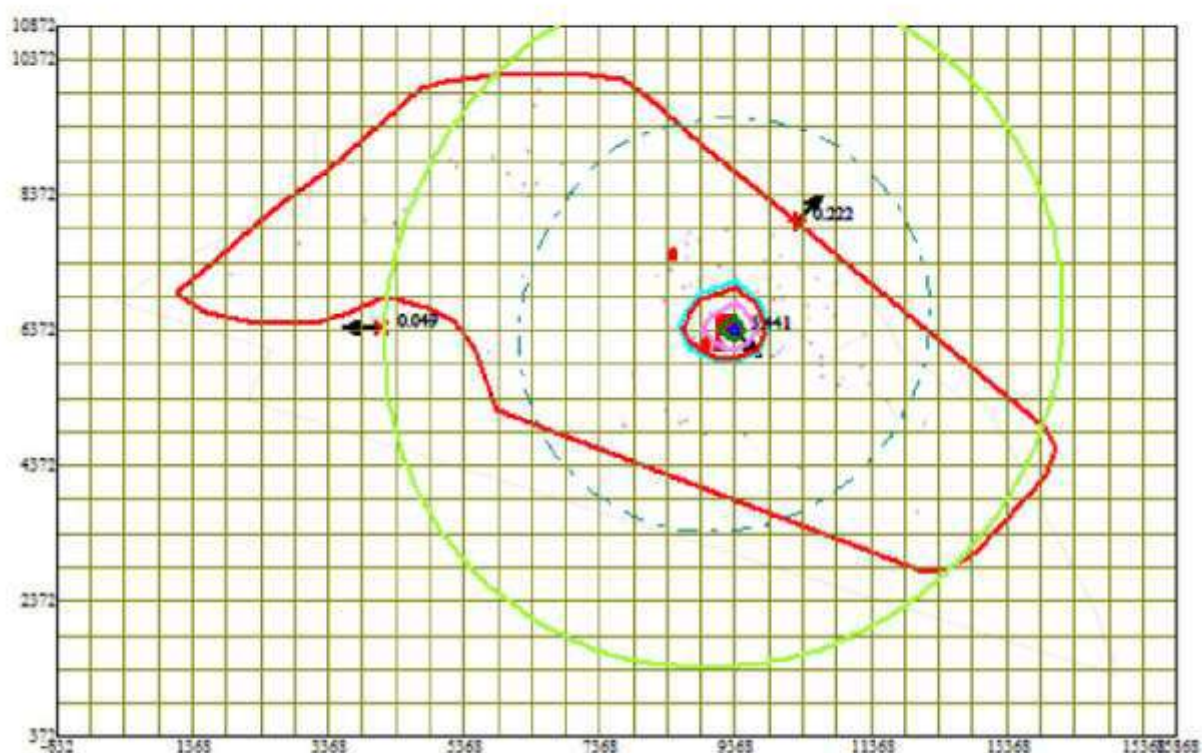
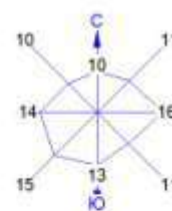
Изолинии в долях ПДК
 0.138 ПДК
 0.139 ПДК
 0.140 ПДК
 0.140 ПДК

0 928 2784м.
 Масштаб 1:92800

Макс концентрация 0.140665 ПДК достигается в точке $x=9368$ $y=6372$
 При опасном направлении 243° и опасной скорости ветра 0.53 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 16500 м, высота 10500 м,
 шаг расчетной сетки 500 м, количество расчетных точек 34×22
 Расчет на существующее положение.



Город : 029 Уральск Чинаревское
 Объект : 0001 месторождение Чинаревское ПР 1 вариант 2022 год Вар.№ 1
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
 6001 0303+0333



Условные обозначения:
 Жилые зоны, группа N 01
 Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 Максим. значение концентрации
 Расч. прямоугольник N 01

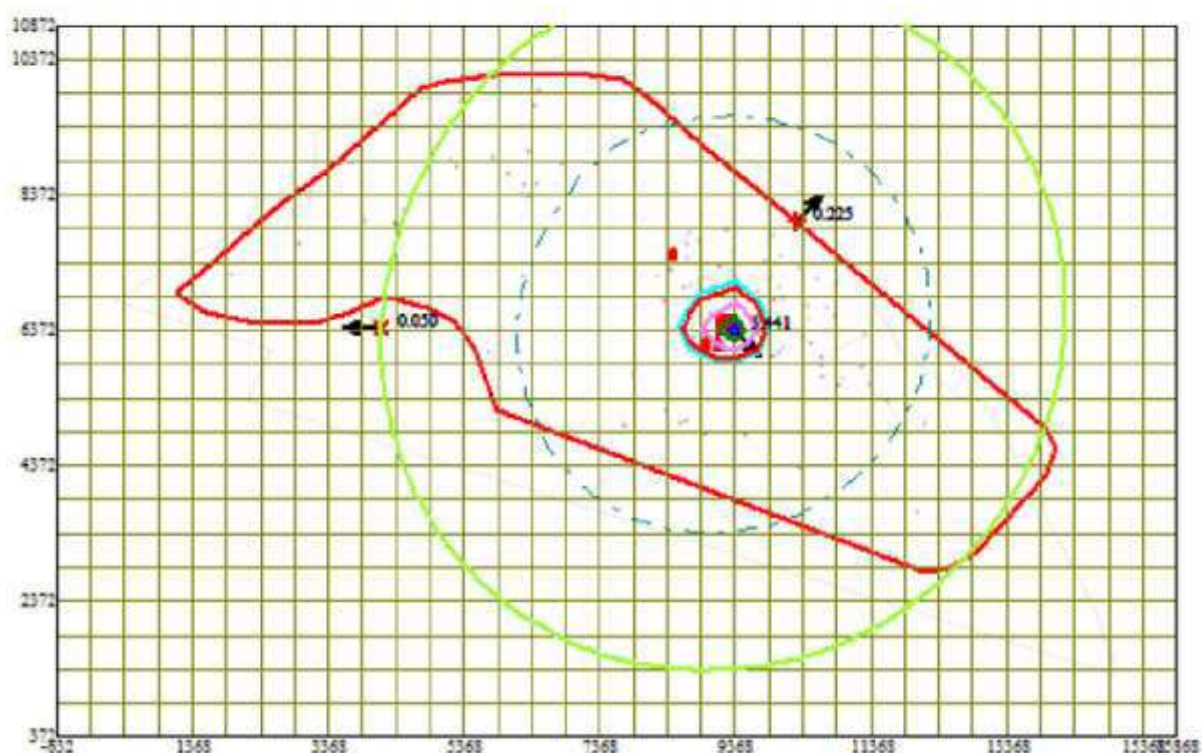
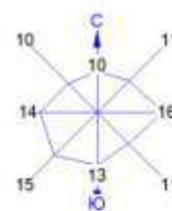
Изолинии в долях ПДК
 0.050 ПДК
 0.100 ПДК
 0.872 ПДК
 1.0 ПДК
 1.728 ПДК
 2.584 ПДК
 3.098 ПДК

0 928 2784м.
 Масштаб 1:92800

Макс концентрация 3.4405141 ПДК достигается в точке $x=9368$ $y=6372$
 При опасном направлении 315° и опасной скорости ветра 0.96 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 16500 м, высота 10500 м,
 шаг расчетной сетки 500 м, количество расчетных точек 34*22
 Расчет на существующее положение.



Город : 029 Уральск Чинаревское
 Объект : 0001 месторождение Чинаревское ПР 1 вариант 2022 год Вар.№ 1
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
 6002 0303+0333+1325



Условные обозначения:
 Жилые зоны, группа N 01
 Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 Максим. значение концентрации
 Расч. прямоугольник N 01

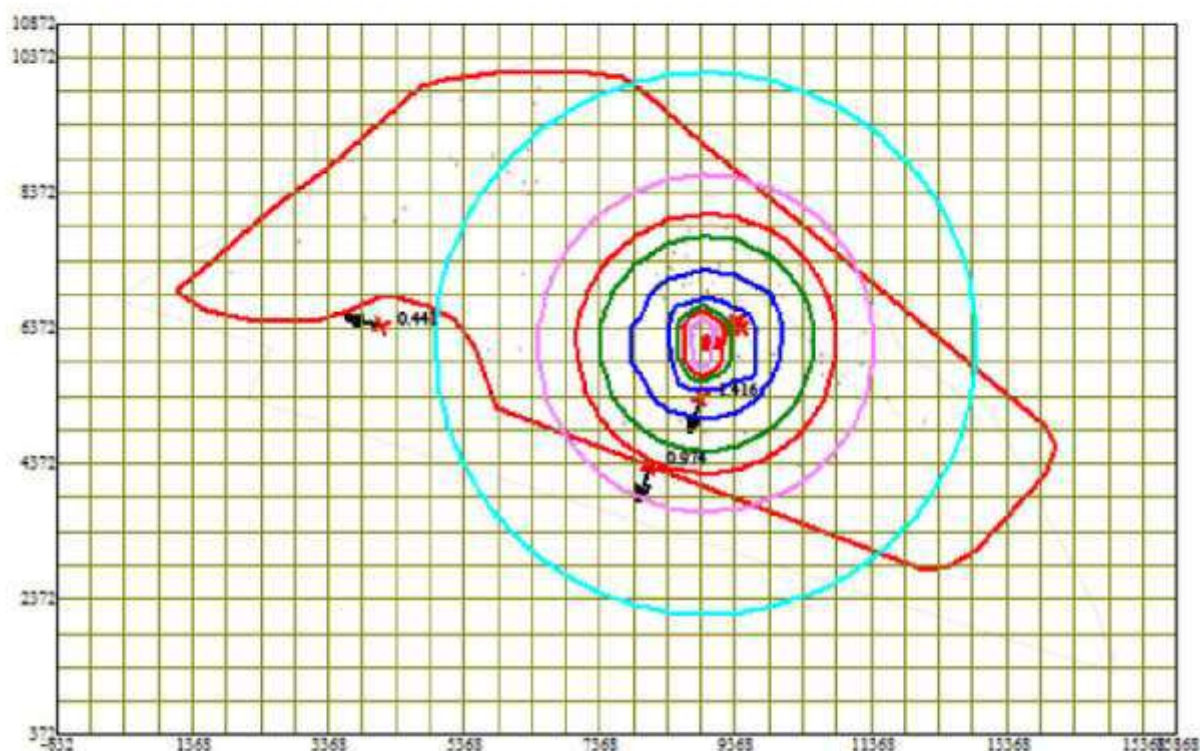
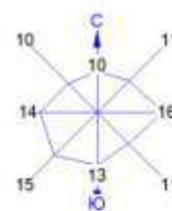
Изолинии в долях ПДК
 0.050 ПДК
 0.100 ПДК
 0.872 ПДК
 1.0 ПДК
 1.728 ПДК
 2.584 ПДК
 3.098 ПДК

0 928 2784м.
 Масштаб 1:92800

Макс концентрация 3.4405141 ПДК достигается в точке $x=9368$ $y=6372$
 При опасном направлении 315° и опасной скорости ветра 0.96 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 16500 м, высота 10500 м,
 шаг расчетной сетки 500 м, количество расчетных точек 34*22
 Расчет на существующее положение.



Город : 029 Уральск Чинаревское
 Объект : 0001 месторождение Чинаревское ПР 1 вариант 2022 год Вар.№ 1
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
 6007 0301+0330



Условные обозначения:
 Жилые зоны, группа N 01
 Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 Максим. значение концентрации
 Расч. прямоугольник N 01

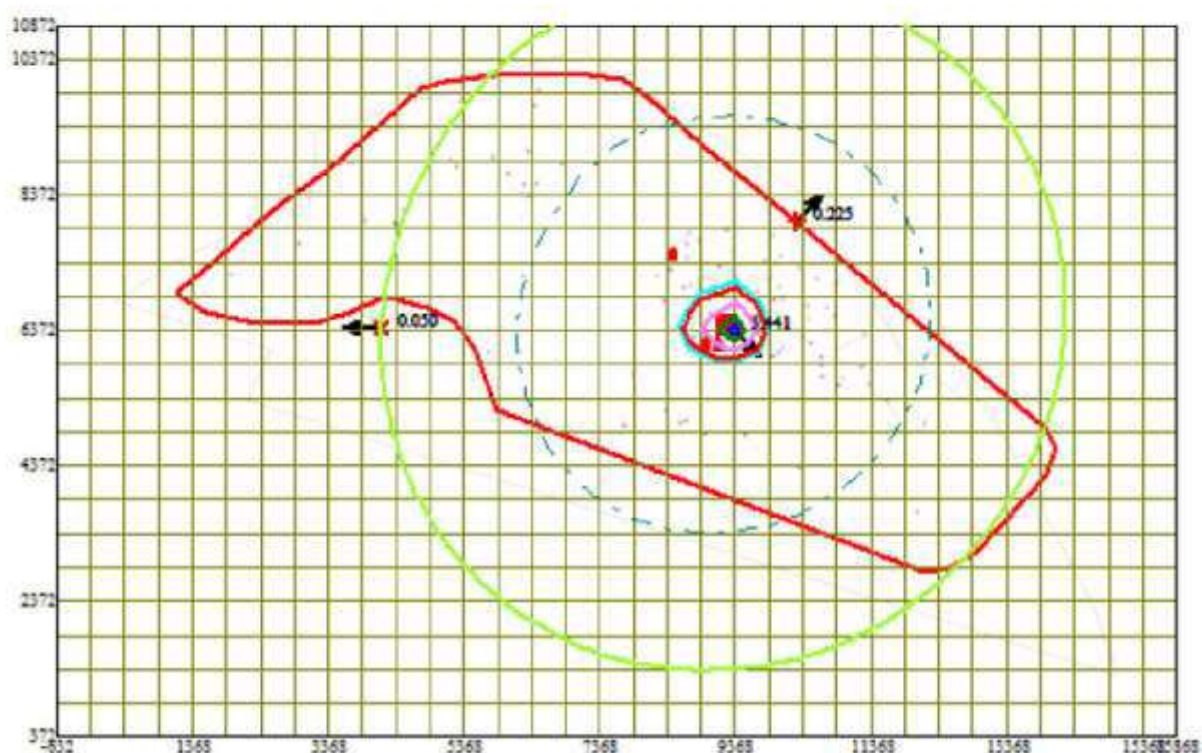
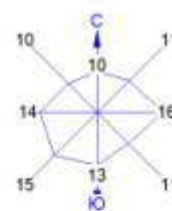
Изолинии в долях ПДК
 0.530 ПДК
 0.825 ПДК
 1.0 ПДК
 1.121 ПДК
 1.298 ПДК

0 928 2784м.
 Масштаб 1:92800

Макс концентрация 1.415942 ПДК достигается в точке $x=8868$ $y=5372$
 При опасном направлении 6° и опасной скорости ветра 0.5 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 16500 м, высота 10500 м,
 шаг расчетной сетки 500 м, количество расчетных точек 34*22
 Расчет на существующее положение.



Город : 029 Уральск Чинаревское
 Объект : 0001 месторождение Чинаревское ПР 1 вариант 2022 год Вар.№ 1
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
 6037 0333+1325



Условные обозначения:
 Жилые зоны, группа N 01
 Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 Максим. значение концентрации
 Расч. прямоугольник N 01

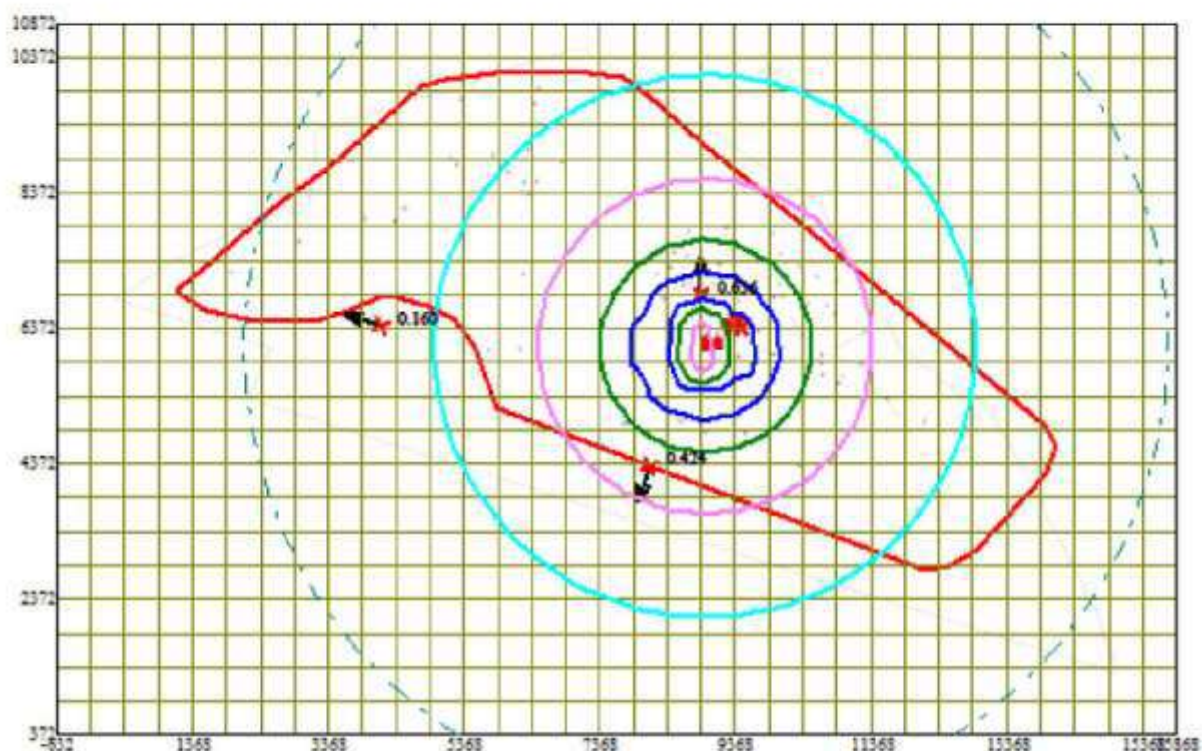
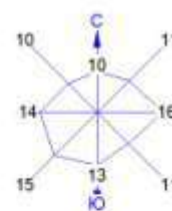
Изолинии в долях ПДК
 0.050 ПДК
 0.100 ПДК
 0.872 ПДК
 1.0 ПДК
 1.728 ПДК
 2.584 ПДК
 3.098 ПДК

0 928 2784м.
 Масштаб 1:92800

Макс концентрация 3.4405141 ПДК достигается в точке $x=9368$ $y=6372$
 При опасном направлении 315° и опасной скорости ветра 0.96 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 16500 м, высота 10500 м,
 шаг расчетной сетки 500 м, количество расчетных точек 34*22
 Расчет на существующее положение.



Город : 029 Уральск Чинаревское
 Объект : 0001 месторождение Чинаревское ПР 1 вариант 2022 год Вар.№ 1
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
 6041 0330+0342



Условные обозначения:
 Жилые зоны, группа N 01
 Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 Максим. значение концентрации
 Расч. прямоугольник N 01

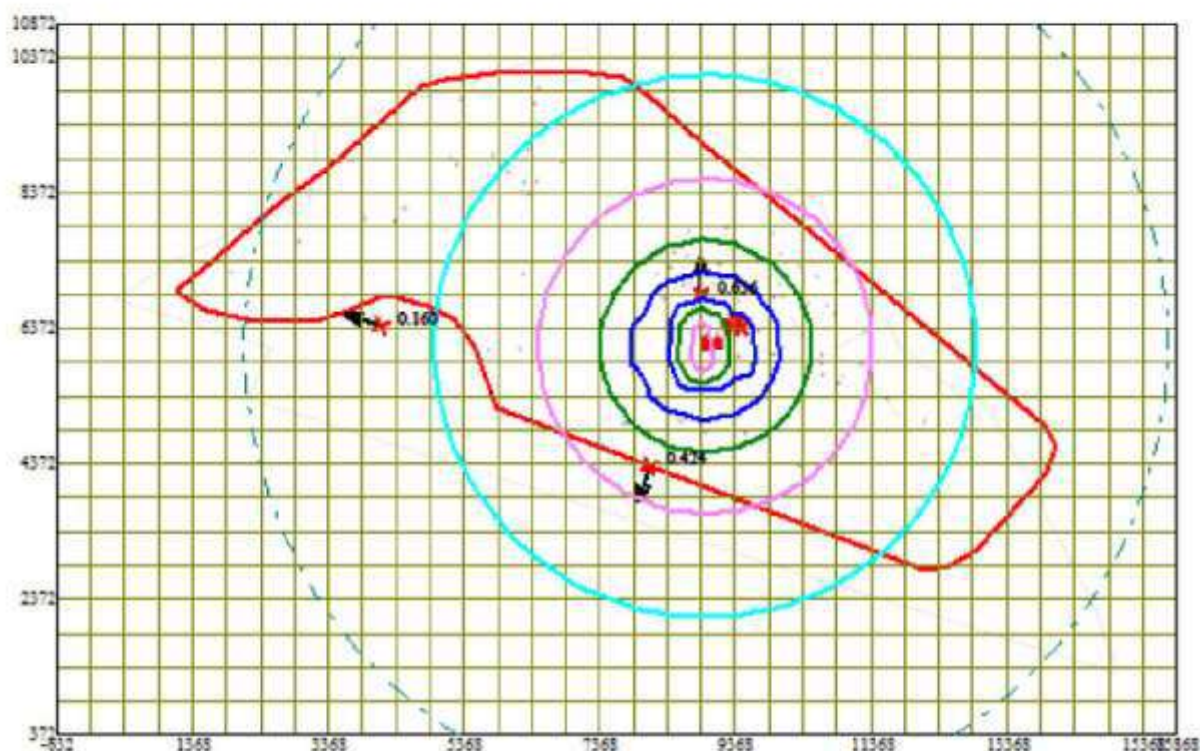
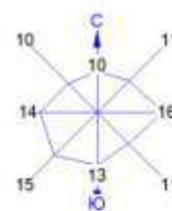
Изолинии в долях ПДК
 0.100 ПДК
 0.203 ПДК
 0.348 ПДК
 0.492 ПДК
 0.579 ПДК

0 928 2784м.
 Масштаб 1:92800

Макс концентрация 0.6364731 ПДК достигается в точке $x = 8868$ $y = 6872$
 При опасном направлении 175° и опасной скорости ветра 0.5 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 16500 м, высота 10500 м,
 шаг расчетной сетки 500 м, количество расчетных точек 34*22
 Расчет на существующее положение.



Город : 029 Уральск Чинаревское
 Объект : 0001 месторождение Чинаревское ПР 1 вариант 2022 год Вар.№ 1
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
 6042 0322+0330



Условные обозначения:
 Жилые зоны, группа N 01
 Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 Максим. значение концентрации
 Расч. прямоугольник N 01

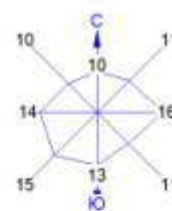
Изолинии в долях ПДК
 0.100 ПДК
 0.203 ПДК
 0.347 ПДК
 0.492 ПДК
 0.579 ПДК

0 928 2784м.
 Масштаб 1:92800

Макс концентрация 0.6364529 ПДК достигается в точке $x = 8868$ $y = 6872$
 При опасном направлении 175° и опасной скорости ветра 0.5 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 16500 м, высота 10500 м,
 шаг расчетной сетки 500 м, количество расчетных точек 34×22
 Расчет на существующее положение.



Город : 029 Уральск Чинаревское
 Объект : 0001 месторождение Чинаревское ПР 1 вариант 2022 год Вар.№ 1
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
 6044 0330+0333



Условные обозначения:
 Жилые зоны, группа N 01
 Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 Максим. значение концентрации
 Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК
 0.100 ПДК
 0.919 ПДК
 1.0 ПДК
 1.765 ПДК
 2.612 ПДК
 3.119 ПДК

0 928 2784м.
 Масштаб 1:92800

Макс концентрация 3.4579144 ПДК достигается в точке $x=9368$ $y=6372$
 При опасном направлении 315° и опасной скорости ветра 0.96 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 16500 м, высота 10500 м,
 шаг расчетной сетки 500 м, количество расчетных точек 34*22
 Расчет на существующее положение.



ПРИЛОЖЕНИЕ 5 – СПРАВКА РГП на ПХВ «КАЗГИДРОМЕТ» ПО ЗАПАДНО-КАЗАХСТАНСКОЙ ОБЛАСТИ. СПРАВКА О ФОНОВЫХ КОНЦЕНТРАЦИЯХ.

QAZAQSTAN RESPÝBLIKASY
EKOLOGIA, GEOLOGIA JÁNE TÁBIIǴI
RESÝRSTAR MÍNISTRLIGI
«QAZGIDROMET»
shartýasthylyq jırgızy qurıǵyndaǵy
RESPÝBLIKALYQ MEMLEKETTİK
KÁSIPOBNYNŇ
BATYS QAZAQSTAN OBLYSY
BOǴYNŞA FILIALY



МИНИСТЕРСТВО ЭКОЛОГИИ,
ГЕОЛОГИИ И ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН
ФИЛИАЛ РЕСПУБЛИКАНСКОГО
ГОСУДАРСТВЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ
на праве хозяйственного ведения
«КАЗГИДРОМЕТ»
ПО ЗАПАДНО-КАЗАХСТАНСКОЙ
ОБЛАСТИ

090009, Oral qalasy, Jıngır han kóshesi, 61/1
tel/faks: 8 (7112) 52-20-21, 52-19-95
info_kazgidromet.kz

090009, город Уральск, ул. Жантар хана, 61/1
телефакс: (7112) 52-20-21, 52-19-95
info_kazgidromet.kz

№ 25-Н-1-1/106
« 11 » Октябрь 2020

СПРАВКА

о многолетних метеорологических характеристиках и коэффициентах,
определяющих условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере по метеостанции
Январцево.

№ п/п	Наименование характеристики	величина
1	Коэффициент, зависящий от стратификации атмосферы А	200
2	Коэффициент рельефа местности	1
3	Средняя температура воздуха наиболее жаркого месяца года. Т °С (июль)	+29,1
4	Средняя температура воздуха наиболее холодного месяца года. Т °С (февраль)	-16,9
	Роза ветров. %	
5	С	10
6	СВ	11
7	В	16
8	ЮВ	11
9	Ю	13
10	ЮЗ	15
11	З	14
12	СЗ	10
13	ШТИЛЬ	21
14	Скорость ветра (И *) по средним многолетним данным, Повторяемость превышения, которой составляет 5 % , м/сек	7

Справка выдана ТОО «Техбулак»

Директор

Н.Шияп

К. Кантауф
8 (7112) 52-19-95

000134



ЛАСТАУШЫ ЗАТТАРДЫҢ
ФОНДЫҚ ШОҒЫРЛАНУЫ
ЖӨНІНДЕГІ АНЫҚТАМА



СПРАВКА О ФОНОВЫХ
КОНЦЕНТРАЦИЯХ
ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

25-5-1/210

12.02.2020г.

Директору
ТОО «Техбұлақ»
Уразбаевой М.С.

О фоновых концентрациях
вредных веществ
в атмосферном воздухе

1. Город Уральск
название населенного пункта
2. Область Западно-Казахстанская
название области
3. Организация, запрашивающая фон ТОО «Техбұлақ»
название предприятия
4. Предприятие, для которого устанавливается фон ТОО «Жанкмунай»
Чинаревское нефтегазоконденсатное месторождение.
название предприятия, адрес (улица, номер дома)
5. Разрабатываемый проект Проект ПДВ (предельно-допустимые выбросы)
название проекта
6. Расчет рассеивания выбросов следует проводить с учетом следующих фоновых концентраций:
взвешенные частицы (пыль) - $0,0687 \text{ мг/м}^3$
диоксид серы - $0,0087 \text{ мг/м}^3$
диоксид азота - $0,0254 \text{ мг/м}^3$
оксид углерода – $2,0660 \text{ мг/м}^3$

Период наблюдений, за который рассчитан фон 2015-2019 гг.

Директор филиала

Н. Шиян

005432

ПРИЛОЖЕНИЕ 6 – ЛИЦЕНЗИЯ АО «НИПИ НЕФТЕГАЗ» НА ПРИРОДООХРАННОЕ ПРОЕКТИРОВАНИЕ



ЛИЦЕНЗИЯ

07.08.2007 года

01079P

Выдана

Акционерное общество "Научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа"

130000, Республика Казахстан, Мангистауская область, Актау Г.А.,
Микрорайон 8, дом № 38А
БИН: 970940000588

(полное наименование, местонахождение, бизнес-идентификационный номер юридического лица (в том числе иностранного юридического лица), бизнес-идентификационный номер филиала или представительства иностранного юридического лица – в случае отсутствия бизнес-идентификационного номера у юридического лица/полностью фамилия, имя, отчество (в случае наличия), индивидуальный идентификационный номер 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 разрешениях и уведомлениях»)

Особые условия

(в соответствии со статьей 36 Закона Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Примечание

Неотчуждаемая, класс I

(отчуждаемость, класс разрешения)

Лицензиар

Республиканское государственное учреждение «Комитет экологического регулирования и контроля Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан». Министерство экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан.

(полное наименование лицензиара)

**Руководитель
(уполномоченное лицо)**

-

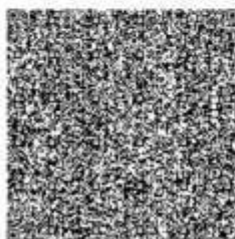
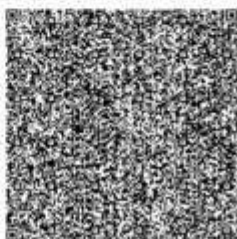
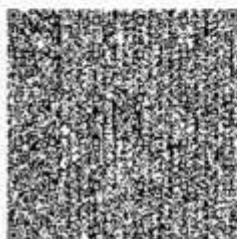
(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))

Дата первичной выдачи **07.08.2007**

**Срок действия
лицензии**

Место выдачи

г.Нур-Султан

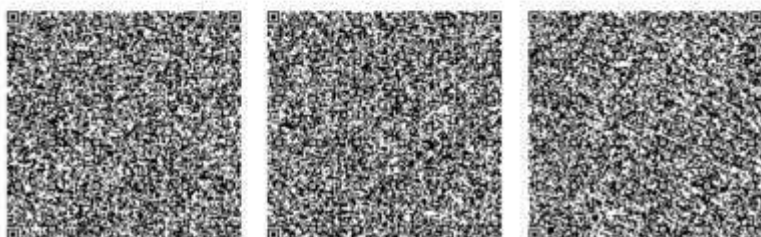




ЛИЦЕНЗИЯ

Дата перевода в электронный формат: 21.10.2021

Ф.И.О. подписавшего: Абдуалиев Айдар Сейсенбекович





ПРИЛОЖЕНИЕ К ЛИЦЕНЗИИ

Номер лицензии 01079Р

Дата выдачи лицензии 07.08.2007 год

Подвид(ы) лицензируемого вида деятельности

- Природоохранное проектирование, нормирование для I категории хозяйственной и иной деятельности

(наименование подвида лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Лицензиат

Акционерное общество "Научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа"

130000, Республика Казахстан, Мангистауская область, Актау Г.А., Микрорайон 8, дом № 38А, БИН: 970940000588

(полное наименование, местонахождение, бизнес-идентификационный номер юридического лица (в том числе иностранного юридического лица), бизнес-идентификационный номер филиала или представительства иностранного юридического лица – в случае отсутствия бизнес-идентификационного номера у юридического лица/полностью фамилия, имя, отчество (в случае наличия), индивидуальный идентификационный номер физического лица)

Производственная база

(местонахождение)

Особые условия действия лицензии

(в соответствии со статьей 36 Закона Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Лицензиар

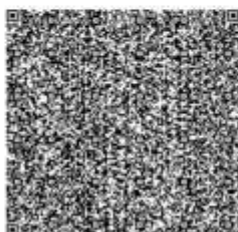
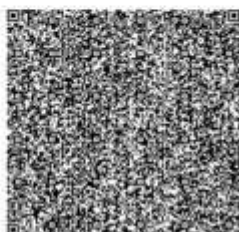
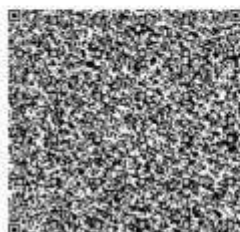
Республиканское государственное учреждение «Комитет экологического регулирования и контроля Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан». Министерство экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан.

(полное наименование органа, выдавшего приложение к лицензии)

Руководитель (уполномоченное лицо)

-

(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))



Номер приложения 001

Срок действия

Дата выдачи приложения 07.08.2007

Место выдачи г.Нур-Султан

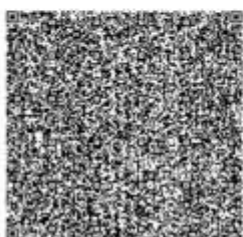
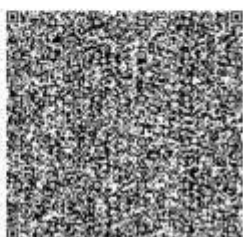
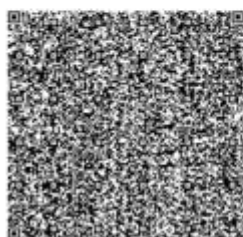
Дата перевода в электронный формат 21.10.2021

Осы құжат «Электронды құжат және электрондық цифрлық қолтаңба туралы» Қазақстан Республикасындағы 2003 жылғы 7 қазіргі заңымен 7 кластың 3-ші бабының 1-тармағымен сәйкес қатал тасымалданатын құжатпен тағайындалған. Бұл құжаттың электрондық нұсқасын 1-ші бабының 1-тармағымен сәйкес қатал тасымалданатын құжатпен тағайындалған. Бұл құжаттың электрондық нұсқасын 1-ші бабының 1-тармағымен сәйкес қатал тасымалданатын құжатпен тағайындалған.

Ф.И.О. подписавшего:

Абдуалиев Айдар Сейсенбекович

(наименование подвида лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)



ПРИЛОЖЕНИЕ 7 – «ПРОГРАММА УПРАВЛЕНИЯ ОТХОДАМИ ПРОИЗВОДСТВА И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТОО «ЖАЙКМУНАЙ»



Ответственный за документ: **Начальник департамента КК, ОТ, ПБ и ООС**

Название: **Программа управления отходами
производства и потребления ТОО
«Жаикмунай»**

Документ No: **ZKM-QHSE-000-000-PRG-00041**

03	Для использования		Начальник отдела ООС Утешев Р.Т.	Тулегенов Д. Нам деп КК, ОТ, ПБ и ООС	Даркеев Ж. Генеральный Директор
Рев	Цель	Дата	Автор документа	Ответственный	Утверждающий

Рассылка документа

Список лиц, оказавших консультативную помощь

Дата	Получатель / Должность
1	Отдел КК, ОТ, ПБ и ООС
2	Директор промысла
3	Менеджер терминала
4	Начальник департамента по управлению персоналом
5	Директор по бурению
6	Директор по проектированию и строительству
7	Начальник департамента транспортировки УВС
8	Начальник отдела обслуживания скважин
9	Начальник отдела эксплуатации

Список для информирования

Дата	Получатель/Должность
	Все работники компании

Регистрация изданий

Рев.	Дата	Основные изменения
A1	09.2012 год	Впервые выпущен для использования
A2	04.2017 год	Периодическая актуализация
A3	01.2020 год	Периодическая актуализация

Содержание

ВВЕДЕНИЕ.....	5
1. АНАЛИЗ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ УПРАВЛЕНИЯ ОТХОДАМИ В ТОО «ЖАИКМУНАЙ».....	6
1.1. Особенности производственной деятельности ТОО «Жаикмунай»	6
1.2. Результаты работы ТОО «Жаикмунай» по управлению отходами за последние три года	7
1.2.1. Действующая система управления отходами производства и потребления ТОО «Жаикмунай».....	7
1.2.2. Количественные и качественные показатели текущей ситуации с отходами производства и потребления	8
2. ОСНОВНЫЕ ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ ПРОГРАММЫ УПРАВЛЕНИЯ ОТХОДАМИ.....	122
2.1. Основная цель Программы управления отходами производства и потребления ТОО «Жаикмунай»	122
2.2. Основная задача Программы управления отходами производства и потребления ТОО «Жаикмунай»	122
3. ПОКАЗАТЕЛИ ПРОГРАММЫ УПРАВЛЕНИЯ ОТХОДАМИ ПРОИЗВОДСТВА И ПОТРЕБЛЕНИЯ	144
3.1. Количественные и качественные показатели результатов реализации Программы	144
3.2. Методы и способы контроля сокращения объемов и уровня опасных свойств отходов	23
3.3. План мероприятий по снижению объемов буровых отходов	26
4. НЕОБХОДИМЫЕ РЕСУРСЫ И ИХ ИСТОЧНИКИ	27
5. ПЛАН МЕРОПРИЯТИЙ ПО РЕАЛИЗАЦИИ ПРОГРАММЫ	28
5.1. План мероприятий по реализации Программы управления отходами производства и потребления ТОО «Жаикмунай» на 2020-2022 гг.	29
6. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ПО СОКРАЩЕНИЮ ОБЪЕМОВ НАКОПЛЕНИЯ И УРОВНЯ ОПАСНЫХ СВОЙСТВ ОТХОДОВ	30
ПЕРЕЧЕНЬ ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	32

ВВЕДЕНИЕ

В процессе производственной деятельности ТОО «Жаикмунай» происходит образование различных видов отходов, что предопределяет решение организационно-технических и технологических задач по их сбору, хранению, транспортировке, комплексной переработке, захоронению или уничтожению и управлению этими процессами.

Управление отходами производства и потребления в ТОО «Жаикмунай» является неотъемлемой частью общей системы административного управления компании, обеспечивающей комплексный подход к решению проблем экологически безопасного удаления, обезвреживания и утилизации отходов, образующихся в ходе деятельности компании.

Термин «управление отходами» включает в себя организацию сбора отходов, их утилизацию (включая переработку, сжигание, захоронение и т.д.), а также мероприятия по уменьшению количества образования отходов.

Тем самым программа управления отходами производства и потребления (далее Программа) обеспечивает порядок, процедуры и последовательность решения имеющихся и возникающих экологических проблем, связанных с отходами, их сбором, хранением, утилизацией.

Производственные процессы сопровождаются применением материалов и химреагентов различной степени опасности, образованием отходов, представляющих определенную опасность для окружающей среды. Вследствие этого организация управления отходами в ТОО «Жаикмунай» является приоритетной для сохранения качества природной среды, минимизации негативного воздействия производственной деятельности компании на объекты окружающей среды. Управление отходами должно быть организовано в соответствии с требованиями законодательства Республики Казахстан, нормативно-правовыми актами в области охраны окружающей среды, здоровья населения и недропользования.

Программа отражает политику и планы ТОО «Жаикмунай» по обеспечению управления отходами производства и потребления на 2020-2029 гг., решению имеющихся проблем на основе использования доступных технологий и передовых методов снижения объемов и уровня токсичности буровых отходов, имеющих значительный удельный вес (около 89%) в общем объеме отходов производства и потребления предприятия.

Программа разработана в соответствии с требованиями Экологического кодекса Республики Казахстан. Построение разделов и содержание Программы соответствуют положениям «Правил разработки программы управления отходами», утвержденных приказом Министра энергетики Республики Казахстан 25 ноября 2014 года № 146.

Программа управления отходами производства и потребления ТОО «Жаикмунай» отражает элементы планирования, ответственность, методы, процедуры, процессы и ресурсы, необходимые для реализации намерений ТОО «Жаикмунай» по сохранению качества окружающей среды в районе размещения производственных объектов.

Конечные результаты реализации Программы предполагается достичь путем повышения эффективности эксплуатации производственной инфраструктуры для утилизации отходов бурения и использования продукта их переработки (вторичного грунта) при рекультивации нарушенных земель района расположения производственных объектов ТОО «Жаикмунай» в соответствии с проектными решениями, согласованными государственной экологической экспертизой.

Срок действия данной Программы составляет 2020-2029 гг. Предусматривается, что в случае изменения системы управления отходами компании в Программу будут вноситься соответствующие изменения и дополнения, направленные на повышение эффективности реализуемых мероприятий по сохранению качества окружающей среды и здоровья населения.

1. АНАЛИЗ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ УПРАВЛЕНИЯ ОТХОДАМИ В ТОО «ЖАЙКУНАЙ»

1.1. Особенности производственной деятельности ТОО «Жайкмунай»

Основной производственной деятельностью ТОО «Жайкмунай» является добыча и переработка углеводородного сырья путём освоения и развития Чинаревского нефтегазоконденсатного месторождения (далее ЧНГКМ), который включает в себя процессы бурения, строительства и ввода новых объектов в эксплуатацию.

Деятельность ТОО «Жайкмунай» осуществляется на основании Контракта на проведение операций по недропользованию на Чинаревском нефтегазоконденсатном месторождении (ЧНГКМ).

Контрактная территория на ЧНГКМ площадью 322,4 км² расположена в северо-восточной части Зеленовского района Западно-Казахстанской области.

Концепция развития Чинаревского нефтегазоконденсатного месторождения предусматривает его поэтапное освоение, строительство и ввод в эксплуатацию объектов нефтегазодобычи и инженерной инфраструктуры.

Основными видами деятельности предприятия являются:

- добыча, транспортировка и переработка углеводородного сырья, хранение и реализация продуктов его переработки;
- строительство и эксплуатация объектов добычи, подготовки, транспортировки, переработки углеводородного сырья;
- строительство скважин всех назначений;
- проведение геофизических и геологоразведочных работ с целью уточнения залежей и запасов ЧНГКМ;
- монтаж нефтегазопромыслового и геологоразведочного оборудования.

Кроме площадок скважин, основными технологическими объектами производства товарной продукции, на которых происходит образование отходов, являются установка подготовки нефти (УПН), установка комплексной подготовки газа (УКПГ-1,2), установка комплексной подготовки газа (УКПГ-3), ГТЭС на 26МВт, Блочно-кустовая насосная станция (Южные сооружения), удаленный манифольд, Цех по подготовке к утилизации буровых отходов (далее Цех ПБО), Полигон захоронения пластовых вод и промышленных стоков – скважина R-1 (Полигон), Резервный полигон закачки пластовых, технических вод и стоков – скважина 29 (Резервный полигон), магистральный трубопровод «ЧНГКМ-Ростоши», Нефтеналивной терминал и нефтепровод, приемо-сдаточный пункт (ПСП).

Предприятие, по санитарной классификации производственных объектов и выполняемой деятельности, относится к 1 классу опасности, по оценке воздействия на окружающую среду относится к I категории.

Для всех видов отходов производства и потребления, образующихся в ТОО «Жайкмунай» предусмотрены оборудованные площадки для их временного хранения в соответствующих контейнерах, исключающих их воздействие на окружающую среду.

На балансе ТОО «Жайкмунай» нет полигонов для размещения отходов производства и потребления. Буровые отходы по мере накопления вывозятся с площадок скважин на территорию Цеха ПБО для временного накопления и дальнейшей утилизации. Для остальных видов отходов производства и потребления компании (кроме буровых и повторно используемых) предусмотрена передача на утилизацию специализированным предприятиям на договорной основе.

Сбор, хранение и удаление отходов, образующихся в результате деятельности подрядных организаций, выполняющих строительные работы, ремонтные операции на скважинах и объектах ТОО «Жайкмунай», обеспечивается самими подрядчиками (если иное не предусмотрено контрактными обязательствами).

1.2. Результаты работы ТОО «Жаймунай» по управлению отходами за последние три года

1.2.1. Действующая система управления отходами производства и потребления ТОО «Жаймунай».

Цель экологической политики ТОО «Жаймунай» в области обращения с отходами состоит в максимальном снижении отрицательного воздействия отходов на окружающую среду на основе совершенствования методов управления отходами, минимизации количества образования отходов, снижения уровня их опасности.

Действующая система управления отходами производства и потребления ТОО «Жаймунай» охватывает все технологические процессы добычи и переработки углеводородного сырья, включая и образование отходов.

Система управления отходами производства и потребления ТОО «Жаймунай» предусматривает:

- разработку и утверждение распорядительных документов по определению функций, должностных лиц и персонала, ответственных за осуществление обращения с отходами (включая учет и контроль);
- разработку и утверждение технической и технологической документации предприятия по обращению с отходами (включая разработку проектов нормативов размещения отходов, паспортов опасных отходов);
- оборудование и содержание площадок (мест) временного хранения отходов в соответствии с экологическими и санитарно-гигиеническими требованиями РК;
- получение разрешительных документов на размещение отходов и их транспортировку (в случае необходимости);
- оформление договоров на прием-передачу отходов со специализированными организациями (полигонами) для их размещения, утилизации, обезвреживания и т.д.;
- обеспечение производственного контроля над процессом обращения с отходами.

Функции по обеспечению обращения с отходами в ТОО «Жаймунай» распределены следующим образом:

- Департамент контроля качества, охраны труда, промышленной безопасности и охраны окружающей среды (КК, ОТ, ПБ и ООС) – подразделение, осуществляющее контроль реализации политики предприятия в области охраны окружающей среды;
- Начальник Департамента КК, ОТ, ПБ и ООС – ответственный за обеспечение проведения мониторинга эмиссий, мониторинга воздействий, внутренних проверок соблюдения процедуры обращения с отходами и своевременное представление информации в уполномоченные органы в области охраны окружающей среды.
- Менеджеры пром. площадок (объектов/отделов), начальники участков (смен) – ответственные лица, обеспечивающие организацию планово-регулярной системы сбора, хранения и вывоза отходов, включающего:
 - а) контроль источников образования отходов;
 - б) контроль площадок временного хранения отходов;
 - в) контроль и учет сроков временного хранения отходов производства и потребления;
 - г) организацию (в случае необходимости) временного хранения отходов на территории производственного подразделения (участка);
 - д) подготовку отходов к вывозу (проверка соответствия тары, подготовка сопроводительной документации для складирования в отведенных местах или утилизации);
 - е) учет и документирование технологического цикла движения отходов (сбор, хранение, удаление, утилизацию и др.).

1.2.2. Количественные и качественные показатели текущей ситуации с отходами производства и потребления

1.2.2.1. Отходы бурения.

Фактические объемы отходов бурения ТОО «Жаикмунай» за последние три года (2017-2019 гг.) имели следующие количественные показатели (приведены в таблице).

Таблица 1.1 - Фактические объемы образования отходов бурения за 2017-2019 гг.

Наименование отхода	тонн		
	2017	2018	2019
Буровой шлам (БШ)	9539,660	7584,48	7011,34
Отработанный буровой раствор (ОБР)	16783,218	13721,480	12255,390
Всего:	26 322,878	213505,96	19266,73

В связи со значительностью объемов образования отходов бурения (около 90% от общего количества отходов, образованных в 2019 г.) в ТОО «Жаикмунай», а также запретом на амбарное бурение скважин в 2011 году возникла необходимость организации инфраструктуры (Цех ПБО) для накопления и утилизации отходов бурения в соответствии с требованиями экологического законодательства РК.

В настоящее время проектные решения, реализованные в рамках эксплуатации Цеха ПБО, функционируют как неотъемлемая часть системы управления отходами бурения и испытания скважин, направленной на выполнение требований экологического законодательства РК, включая требование об их повторном использовании. Таким образом, технологический процесс Цеха ПБО позволяет обеспечить максимально возможное повторное применение ОБР посредством эксплуатации мощностей для его временного накопления, обезвреживания и подготовки к утилизации.

По состоянию на 01.01.2020 г. в Цехе ПБО накоплено около 451,140 тонн отработанного бурового раствора. Накопление ОБР осуществляется в оборудованном гидросооружении, исключающем негативное воздействие на объекты окружающей среды – карте ОБР.

Технологией Цеха ПБО предусмотрено гравитационное отстаивание ОБР с последующей очисткой сточной воды, полученной в результате отстаивания, и дальнейшее ее использование для приготовления бурового раствора. Очищенная сточная вода, не нашедшая применения, подается на закачку в поглощающие горизонты полигона (скважина № R-1) и резервного полигона (скважина №29).

Для снижения уровня опасности буровых отходов в ТОО «Жаикмунай» предусмотрена их утилизация на территории Цеха ПБО силами ТОО «Хэлп-Экойл», привлеченного на договорной основе. Для утилизации применяется технология термодесорбции. Продукт переработки (вторичных грунт) после подтверждения его качества (сертификация) используется в процессе рекультивации нарушенных земель на территории ЧНГКМ, а также может использоваться в качестве дорожно-строительных материалов в соответствии с заключениями государственной экологической экспертизы.

Ориентировочный план бурения, представленный ниже, отражает количество и предназначение скважин на 2020-2029 гг.

Таблица 1.2 - Ориентировочный план бурения скважин на ЧНГКМ.

Скважины (Горизонт)	2020г.	2021г.	2022г.	2023г.	2024-2029 гг.
Башкир	1	2	1	2	1
Турней	3	3	3	3	3
Девон	10	11	10	10	10
Всего	14	16	14	15	14
*прогнозные данные по бурению скважин.					

Плановые показатели по образованию бурового шлама и отработанного бурового раствора, полученные посредством расчетов на основании плана бурения, отраженного выше, представлены в таблице 1.3.

Таблица 1.3 - Количество образования отходов бурения

Год проведения работ	Количество скважин за год	Количество ОБР на одну скважину, т	Количество БШ на одну скважину, т	Количество ОБР, т/год	Количество БШ, т/год
2020	14	Башкир-2207,253 Турней-2603,191 Девон-2658,544	Башкир-1379,117 Турней-1428,738 Девон-1535,506	36602,266	21020,391
2021	16	Башкир-2207,253 Турней-2603,191 Девон-2658,544	Башкир-1379,117 Турней-1428,738 Девон-1535,506	41468,063	23935,014
2022	14	Башкир-2207,253 Турней-2603,191 Девон-2658,544	Башкир-1379,117 Турней-1428,738 Девон-1535,506	36602,266	21020,391
2023	15	Башкир-2207,253 Турней-2603,191 Девон-2658,544	Башкир-1379,117 Турней-1428,738 Девон-1535,506	38809,519	22399,508
2024-2029гг.	14	Башкир-2207,253 Турней-2603,191 Девон-2658,544	Башкир-1379,117 Турней-1428,738 Девон-1535,506	36602,266	21020,391

Объем образования бурового шлама и отработанного бурового раствора для расчета нормативов их образования принимается на основании максимального показателя образования за последние 3 года с учетом образования ОБР и БШ, предусмотренное при реализации проекта на ЧНГКМ «Подводные переходы для внутринефтепромысловых трубопроводов через р.Ембулатовка» в 2020 году.

Таким образом, объем образования БШ и ОБР на 2020 год составит:

буровой шлам – 9539,660 + 3833 т;
отработанный буровой раствор – 16783,218 + 7665 т.

Объем образования БШ и ОБР на период 2021-2029 составит:

буровой шлам – 9539,660 т/год;
отработанный буровой раствор – 16783,218 т/год.

Таблица 1.4 Общий объем образования бурового шлама и отработанного бурового раствора ЧНГКМ на 2020-2029 гг.

Нормируемый год	Объем образования отходов, т/год	
	Буровой шлам	Отработанный буровой раствор
2020	13 372,66	24 448,218
2021-2029	9 539,66	16 783,218

По состоянию на III квартал 2019 года у ТОО «Жайкмунай» отсутствуют нормативы размещения отработанного бурового раствора (ОБР) в связи со стабильной реализацией проектов на строительство скважин и бесперебойной эксплуатацией Цеха подготовки буровых отходов к утилизации (Цех ПБО), технологический процесс которого предусматривает подготовку ОБР к переработке и собственно переработку с получением вторичного грунта.

Однако, в связи с меняющимся финансовым положением и, как следствие, приостановлением процесса строительства скважин на 2020 год и, возможно, снижением интенсивности процесса переработки ОБР с 2021 года (что может привести к превышению периода хранения отходов, установленного ЭК РК как период временного хранения (шесть месяцев), не являющийся размещением), ТОО «Жайкмунай» в рамках корректировки Проекта нормативов размещения отходов (ПНРО) на 2020-2029 гг запрашивает норматив (лимит) размещения ОБР.

Запрашиваемый (проектный) лимит размещения ОБР учитывает фактическое максимальное образование твердой фазы ОБР и донного осадка карты БСВ, образуемых при очистке карт ОБР и БСВ после их осушки, составляет 7788,73 т/год и принят как количественный показатель результатов реализации Программы (таблицы 3.1-3.3). Но, учитывая сложившуюся ситуацию, которая сказывается на плане бурения (и, соответственно, на количестве образования отходов бурения), лимит размещения на период действия Программы может быть меньше проектного показателя (таблица 1.4).

Таблица 1.4 – Лимит размещения ОБР в картах Цеха ПБО (на основании плана бурения)

Год размещения	Лимит размещения ОБР, тонн/год
2020	6677,54
2021	6677,54
2022	6677,54
2023	6677,54
2024	6677,54
2025	6677,54
2026	6677,54
2027	6677,54
2028	6677,54
2029	6677,54

1.2.2.1 Отходы производства и потребления (кроме буровых).

Все отходы, образуемые в процессе производственной деятельности компании (кроме буровых) и жизнедеятельности персонала, по мере накопления передаются специализированным организациям на утилизацию на договорной основе. Исключение могут составлять такие виды отходов как нефтешлам, тара из-под масел, отходы лаборатории которые могут быть использованы повторно.

Фактические объемы отходов производства и потребления ТОО «Жайкмунай» (кроме буровых) за последние три года (2017-2019гг.) имели количественные показатели, приведенные в таблице ниже.

Таблица 1.5 - Фактические объемы образования отходов производства и потребления (кроме буровых) за 2017-2019 гг.

№ п.п.	Наименование отхода	Тонн		
		2017	2018	2019 г.
1	Ртутьсодержащие лампы	0,308	0,459	0,3498
2	Отработанные аккумуляторные батарей	0,360	0,761	0,0075
3	Отработанные масла	16,560	18,750	44,718
4	Смазочно-охлаждающие жидкости	3,871	13,488	1,085
5	Нефтешлам	303,620	1438,974	754,753
6	Тара из-под хим.реагентов (мешки)	41,490	136,210	74,545
7	Тара из-под хим.реагентов (бочки)	2,965	7,775	6,984
8	Тара из-под масел (бочки)	12,765	9,970	14,872
9	Отработанные масляные фильтры	2,132	2,311	1,605
10	Отходы амина	9,396	0,644	0,05
11	Парафино-смолистые отложения	8,098	4,060	1,798
12	Промасленная ветошь	2,158	3,829	6,734
13	Отработанные аминовые фильтры	0,922	1,778	0,461
14	Отходы этиленгликоля	8,880	9,988	14,700
15	Бытовые масляные радиаторы	0,131	0,015	1,350
16	Источники бесперебойного питания	2,080	0,000	0,0075
17	Тара из-под ЛКМ	0,000	0,012	0,685
18	Отработанные фильтра гликоля	0,000	0,230	0,360
19	Отработанные газовые фильтра	0,000	0,000	0,084
20	Отработанные литиевые батарей	0,000	0,000	0,044

№ п.п.	Наименование отхода	Тонн		
		2017	2018	2019 г.
21	Отработанный раствор катализатора щелочи	0,000	0,000	26,200
22	Отходы производства серы	0,000	0,000	0,800
23	Использованные шины и другие резиновые изделия (РТИ)	1,125	0,010	0,000
24	Отработанные воздушные фильтры	2,289	3,149	0,652
25	Картриджные фильтры для воды	2,710	0,816	2,165
26	Отработанные активированные уголь	3,130	1,514	1,593
27	Медицинские отходы	0,078	0,120	0,114
28	Ил канализационных очистных сооружений	43,240	37,200	24
29	Металлолом и металлическая стружка	7,200	1,978	10,600
30	Отработанная орг.техника	0,000	0,000	0,955
31	Отработанная бытовая техника	2,609	2,660	0,954
32	Отработанная геомембрана	6,420	3,060	0,000
33	Отходы от лаборатории	0,124	0,362	0,000
34	Отработанные принтерные картриджи	0,468	0,153	0,430
35	Протекторы обсадных колонн	39,820	15,080	11,14
36	Отработанные газоанализаторы	0,011	0,006	0,061
37	Отработанные минифильтра (самоспасатели)	0,080	0,040	0,044
38	Отработанные электроспецприборы	0,000	0,143	13,395
39	Отходы системы пожаротушения	0,000	0,000	0,032
40	Отработанные баллоны из-под ПГС	0,000	0,000	0,301
41	Древесные отходы	4,055	40,175	27,88
42	ТБО	655,042	689,101	633,038
	Всего:	1184,137	2444,821	1679,547
	Твердая фаза ОБР*	5264,480	7787,030	6388,55
	Донный осадок карты БСВ**	2524,250	0,000	0,000

Примечание:

*Твердая фаза отработанного бурового раствора образована/образовывается в результате гравитационного отстаивания отработанного бурового раствора в карте ОБР и в емкостях СРУ (при очистке отработанного бурового раствора).

**Донный осадок карты буровой сточной воды образован/образовывается в результате гравитационного отстаивания буровой сточной воды в карте БСВ.

2. ОСНОВНЫЕ ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ ПРОГРАММЫ УПРАВЛЕНИЯ ОТХОДАМИ

2.1. Основная цель Программы управления отходами производства и потребления ТОО «Жайкмунай»

Основная цель Программы управления отходами в ТОО «Жайкмунай» – достижение установленных показателей, направленных на постепенное сокращение объемов и уровня опасных свойств накопленных и образуемых отходов, а также отходов, находящихся в процессе обращения.

Программа отражает деятельность компании по организации управления отходами компании, использованию доступных методов утилизации отходов.

Программа направлена на обеспечение условий для повышения эффективности эксплуатации инфраструктуры на территории Цеха ПБО для переработки и утилизации отходов бурения, их вовлечению в хозяйственный оборот в целях ресурсосбережения; а также возможности использования вышеназванной инфраструктуры для утилизации других видов отходов (на основании положительного заключения государственных уполномоченных органов РК в области охраны окружающей среды и санитарно-эпидемиологического благополучия населения).

Достижение цели Программы управления отходами производства и потребления на установленный плановый период должно быть обеспечено на основе:

- установления целевых показателей Программы управления отходами производства и потребления компании исходя из оценки воздействия ЧНГКМ на окружающую среду района Байтерек;
- совершенствования методов обращения с отходами производства и потребления в ТОО «Жайкмунай»;
- придания целям и задачам управления отходами приоритетного значения;
- определение экологических аспектов управления отходами, вытекающих из прошлых, настоящих и планируемых видов и объемов деятельности компании;
- соответствия организационных структур компании и ответственности должностных лиц задачам реализации целевых показателей Программы управления отходами в установленные сроки;
- использования результатов учета и контроля, мониторинга, аудита для корректирующих действий направленных на достижение установленных показателей Программы управления отходами производства и потребления компании.

Достижение конечных результатов реализации Программы в плановый период предполагает:

- снижение степени техногенной нагрузки на объекты окружающей среды района расположения производственных объектов Компании, в т.ч. за счет практики предотвращения загрязнения почв и грунтовых вод вредными веществами, содержащимися в отходах бурения (применение методов изолирования процессов обращения с отходами бурения от объектов окружающей среды, мониторинг воздействия и др.);
- повышение эффективности эксплуатации производственной инфраструктуры и технологических объектов для утилизации, переработки и хранения отходов бурения;
- использования инфраструктуры для утилизации отходов бурения для переработки других видов отходов, образованных в результате производственной деятельности Компании;
- анализ возможности создания условий для использования продуктов переработки отходов.

2.2. Основная задача Программы управления отходами производства и потребления ТОО «Жайкмунай»

Основная задача Программы – определение пути достижения поставленной цели наиболее эффективными и экономически обоснованными методами в рамках планового периода.

Реализации настоящей Программы должен способствовать системный подход к решению вопросов в области обращения с отходами.

Реализация Программы должна:

- обеспечить комплексный подход к вопросам сбора, хранения, транспортировки, переработки образуемых отходов и использованию продукта переработки буровых отходов;
- способствовать снижению объемов накопления и уровня опасности отходов в намеченном периоде;
- отвечать социальным и экологическим интересам района Байтерек, связанным с обеспечением добычи углеводородного сырья на ЧНГКМ.

Достижение установленных показателей Программы должно быть обеспечено не только на основе сочетания организационных, экономических, технологических мер, но и ответственности персонала за соблюдением требований законодательства и нормативных актов РК в области охраны окружающей среды.

Программа направлена на решение ряда проблем, среди которых:

- 1) повышение эффективности взаимодействия организационных, экономических, технологических, экологических и технических мер, направленных на планомерное снижение негативного влияния отходов производства и потребления ТОО «Жайкмунай» на окружающую среду района Байтерек;
- 2) функционирование системы управления отходами ТОО «Жайкмунай» в соответствии с задачами и целями совершенствования технологии переработки и утилизации всех видов отходов;
- 3) анализ эффективности (экологической и экономической) применения технологии по переработке буровых отходов и определение целесообразности использования в ТОО «Жайкмунай»;
- 4) обеспечение ресурсосбережения в результате вовлечения продуктов переработки отходов производства и потребления ТОО «Жайкмунай» в хозяйственный оборот в качестве вторичных источников сырья.

3. ПОКАЗАТЕЛИ ПРОГРАММЫ УПРАВЛЕНИЯ ОТХОДАМИ ПРОИЗВОДСТВА И ПОТРЕБЛЕНИЯ

3.1. Количественные и качественные показатели результатов реализации Программы

Показатели ежегодного количества образования в ТОО «Жайкмунай» всех видов отходов, согласно Проекту нормативов размещения отходов на 2020-2029 гг. и производственным планам отражены в таблицах ниже.

Таблица 3.1 - Количественные показатели образования отходов производства и потребления на 2020г.

Наименование отходов	Образование, т/год	Размещение ¹ , т/год	Передача сторонним организациям, т/год
Всего:	42 138,8680	6 677,54	18 313,84
в том числе отходов производства	41 996,2550	6 677,54	18 171,227
отходов потребления	142,6130	-	142,6130
Янтарный уровень опасности			
Буровой шлам	13 372,6600	-	13 372,6600
Бытовые масляные обогреватели	0,3400	-	0,3400
Керамический фильтрующий материал (керамические шары)	6,0000	-	6,0000
Конденсат системы закрытого дренажа	288,0000	-	_2
Кубовые остатки от регенерации абсорбентов	146,7000	-	146,7000
Медицинские отходы	0,1270	-	0,1270
Насадка для опоры и закрытия катализатора (керамические шары)	4,0000	-	4,0000
Нефтешлам	907,4685	-	707,4685 ³
Отработанная охлаждающая жидкость	13,4880	-	13,4880
Отработанные абсорбенты	31,2800	-	31,2800
Отработанные аккумуляторные батареи	0,7930	-	0,7930
Отработанные аминовые фильтры	1,7780	-	1,7780
Отработанные газовые фильтры	0,0350	-	0,0350
Отработанные источники бесперебойного питания	0,3330	-	0,3330
Отработанные катализаторы	17,9000	-	17,9000
Отработанные литиевые батареи (аккумуляторы)	0,0010	-	0,0010
Отработанные люминисцентные лампы	0,6750	-	0,675
Отработанные масла	96,7550	-	96,7550
Отработанные масляные и топливные фильтры	2,2800	-	2,2800
Отработанные промышленные источники бесперебойного питания	1,8670	-	1,8670
Отработанные трубы ГФК	2,0000	-	2,0000
Отработанный буровой раствор	24448,2180	6 677,54 ⁴	1 111,19 ⁵

¹ Временное хранение сроком более 6 месяцев.

² Возвращается в технологический процесс для регенерации.

³ 200 т нефтешлама возвращается в технологический процесс УПН для регенерации.

Наименование отходов	Образование, т/год	Размещение ¹ , т/год	Передача сторонним организациям, т/год
Отработанный раствор катализатора (щелочи)	1854,0000	-	1854,0000
Отработанный фильтр гликоля	0,2300	-	0,2300
Отходы амина	61,3960	-	61,3960
Отходы производства серы (загрязненная сера)	1,0000	-	1,0000
Отходы системы пожаротушения	3,6000	-	3,6000
Отходы этиленгликоля	14,9500	-	14,9500
Парафино-смолистые отложения	20,7360	-	20,7360
Промасленная ветошь	4,7110	-	4,7110
Синтетические цеолиты (молекулярные сита) установки генерации азота	6,0000	-	6,0000
Синтетические цеолиты (молекулярные сита) установки дегидратации сырьевого газа	138,0000	-	138,0000
Синтетические цеолиты (молекулярные сита) установки осушки воздуха КИП	5,0000	-	5,000
Тара из-под лакокрасочных материалов	0,4660	-	0,4660
Тара из-под масел (бочки)	20,0000	-	20,0000
Тара из-под химических реагентов (канистры)	37,8204	-	37,8204
Тара из-под химических реагентов (мешки)	253,4140	-	253,4140
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (KLA-GARD)	0,6000	-	0,6000
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (OIL AID-CI-101)	0,5000	-	0,5000
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (PetroLube)	0,8000	-	0,8000
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (PetroStrach)	0,1750	-	0,1750
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (PetroUnitDefoam)	0,1000	-	0,1000
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (StarFix)	0,1000	-	0,1000
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (Black Magic SFT)	6,0000	-	6,0000
Химические реагенты,	0,6000	-	0,6000

⁴ Фактическое максимальное образования твердой фазы ОБР и донного осадка БСВ, образуемых только при очистке карт после их осушения, составляет 7788,73 т/год, в т.ч. 6 677,54 т/год подлежат размещению в картах на ЦПБО и 1 111,19 т/год подлежат передаче на утилизацию специализированной организации.

⁵ Осветленная вода, образующаяся после гравитационного отстаивания ОБР поступает в карту БСВ, откуда после предварительной очистки используется повторно для приготовления бурового раствора и/или поступает на зачку в Полигон и/или Резервный полигон. Передаче на утилизацию специализированной организации подлежат твердая фаза ОБР и донный осадок БСВ, образуемые только при очистке карт после осушения, в объеме не подлежащем размещению – 1 111,19 т/год.

Наименование отходов	Образование, т/год	Размещение ¹ , т/год	Передача сторонним организациям, т/год
потерявшие потребительские свойства (Drilling Detergent, DD-EXPORT)			
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (DrillPlex HDD)	1,7000	-	1,7000
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (OS CL)	0,4000	-	0,4000
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (POLY-PLUS DRY)	0,0750	-	0,0750
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (PETRO SQUEEZE)	1,0000	-	1,0000
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (Evoson Эмульсия)	0,4600	-	0,4600
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (X Link Rtr)	0,6800	-	0,6800
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (X Link)	0,5300	-	0,5300
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (Petro Drilling Detergent)	0,2000	-	0,2000
Фильтрующий материал аминовых фильтров (полипропиленовое волокно)	2,5500	-	2,5500
Зеленый уровень опасности			
Древесные отходы	79,9650	-	79,9650
Использованная спецодежда	1,8590	-	1,8590
Использованные принтерные картриджи	0,0530	-	0,0530
Картриджные фильтры для воды	2,7100	-	2,7100
Лом абразивных материалов	0,0400	-	0,0400
Металлолом и металлическая стружка	20,1430	-	20,1430
Огарки сварочных электродов	0,0210	-	0,0210
Отработанная бытовая техника	3,1600	-	3,1600
Отработанная геомембрана	16,5200	-	16,5200
Отработанная оргтехника	2,1960	-	2,1960
Отработанные баллоны из-под ПГС	0,0200	-	0,0200
Отработанные воздушные фильтры	2,205	-	2,205
Отработанные газоанализаторы	0,0110	-	0,0110
Отработанные минифильтры (самоспасатели)	0,0800	-	0,0800
Отработанные резинотехнические изделия	1,1251	-	1,1251
Отработанные электро-спец приборы	0,1430	-	0,1430
Отработанный активированный уголь	19,4300	-	19,4300
Отработанный силикагель	0,6000	-	0,6000

Наименование отходов	Образование, т/год	Размещение ¹ , т/год	Передача сторонним организациям, т/год
Отходы лаборатории	0,3620	-	0,3620
Протекторы обсадных колонн	39,8200	-	39,8200
Строительные отходы	20,0000	-	20,0000
ТБО	142,6130	-	142,6130
Фильтрующий материал УСК	5,3000	-	5,3000

⁹ Фактическое максимальное образования твердой фазы ОБР и донного осадка БСВ, образуемых только при очистке карт после их осушения, составляет 7788,73 т/год, в т.ч. 6 677,54 т/год подлежат размещению в картах на ЦПБО и 1 111,19 т/год подлежат передаче на утилизацию специализированной организации.

¹⁰ Осветленная вода, образующаяся после гравитационного отстаивания ОБР поступает в карту БСВ, откуда после предварительной очистки используется повторно для приготовления бурового раствора и/или поступает на закачку в Полигон и/или Резервный полигон. Передаче на утилизацию специализированной организации подлежат твердая фаза ОБР и донный осадок БСВ, образуемые только при очистке карт после осушения, в объеме не подлежащем размещению – 1 111,19 т/год.

Таблица 3.2 - Количественные показатели образования отходов производства и потребления на 2021, 2023, 2025, 2027, 2029 гг.

Наименование отходов	Образование, т/год	Размещение, т/год	Передача сторонним организациям, т/год
Всего:	30 609,9680	6 677,54	14 499,94
в том числе отходов производства	30 467,3550	6 677,54	14 307,327
отходов потребления	142,6130	-	142,6130
Янтарный уровень опасности			
Буровой шлам	9 539,6600	-	9539,6600
Бытовые масляные обогреватели	0,3400	-	0,3400
Керамический фильтрующий материал (керамические шары)	6,0000	-	6,0000
Конденсат системы закрытого дренажа	288,0000	-	-
Кубовые остатки от регенерации абсорбентов	146,7000	-	146,7000
Медицинские отходы	0,1270	-	0,1270
Насадка для опоры и закрытия катализатора (керамические шары)	4,0000	-	4,0000
Нефтешлам	907,4685	-	707,4685
Отработанная охлаждающая жидкость	13,4880	-	13,4880
Отработанные абсорбенты	31,2800	-	31,2800
Отработанные аккумуляторные батареи	0,7930	-	0,7930
Отработанные аминовые фильтры	1,7780	-	1,7780
Отработанные газовые фильтры	0,0350	-	0,0350
Отработанные источники бесперебойного питания	0,3330	-	0,3330
Отработанные литиевые батареи (аккумуляторы)	0,0010	-	0,0010
Отработанные люминисцентные лампы	0,6750	-	0,675
Отработанные масла	96,7550	-	96,7550
Отработанные масляные и топливные фильтры	2,2800	-	2,2800
Отработанные промышленные источники бесперебойного питания	1,8670	-	1,8670
Отработанные трубы ГФК	2,0000	-	2,0000
Отработанный буровой раствор	16 783,2180	6 677,54	1 111,19
Отработанный раствор катализатора (щелочи)	1854,0000	-	1854,0000
Отработанный фильтр гликоля	0,2300	-	0,2300
Отходы амина	61,3960	-	61,3960
Отходы производства серы (загрязненная сера)	1,0000	-	1,0000
Отходы системы пожаротушения	3,6000	-	3,6000
Отходы этиленгликоля	14,9500	-	14,9500
Парафино-смолистые отложения	20,7360	-	20,7360
Промасленная ветошь	4,7110	-	4,7110

Наименование отходов	Образование, т/год	Размещение, т/год	Передача сторонним организациям, т/год
Синтетические цеолиты (молекулярные сита) установки генерации азота	6,0000	-	6,0000
Синтетические цеолиты (молекулярные сита) установки дегидратации сырьевого газа	138,0000	-	138,0000
Синтетические цеолиты (молекулярные сита) установки осушки воздуха КИП	5,0000	-	5,000
Тара из-под лакокрасочных материалов	0,4660	-	0,4660
Тара из-под масел (бочки)	20,0000	-	20,0000
Тара из-под химических реагентов (канистры)	37,8204	-	37,8204
Тара из-под химических реагентов (мешки)	253,4140	-	253,4140
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (KLA-GARD)	0,6000	-	0.6000
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (OILAD-CI-101)	0,5000	-	0,5000
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (PetroLube)	0,8000	-	0,8000
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (PetroStrach)	0,1750	-	0,1750
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (PetroUnitDefoam)	0,1000	-	0,1000
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (StarFix)	0,1000	-	0,1000
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (Black Magic SFT)	6,0000	-	6,0000
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (Drilling Detergent, DD-EXPORT)	0,6000	-	0,6000
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (DrillPlex HDD)	1,7000	-	1,7000
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (OS CL)	0,4000	-	0,4000
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (POLY-PLUS DRY)	0,0750	-	0,0750
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (PETRO SQUEEZE)	1,0000	-	1,0000
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (Evoson Эмульсия)	0,4600	-	0,4600
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (X Link Rtr)	0,6800	-	0,6800
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (X Link)	0,5300	-	0,5300
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (Petro Drilling Detergent)	0,2000	-	0,2000
Фильтрующий материал аминовых фильтров (полипропиленовое волокно)	2,5500	-	2,5500
Зеленый уровень опасности			
Древесные отходы	79,9650	-	79,9650
Использованная спецодежда	1,8590	-	1,8590
Использованные принтерные картриджи	0,0530	-	0,0530
Картриджные фильтры для воды	2,7100	-	2,7100
Лом абразивных материалов	0,0400	-	0,0400
Металлолом и металлическая стружка	20,1430	-	20,1430
Огарки сварочных электродов	0,0210	-	0,0210
Отработанная бытовая техника	2,6600	-	2,6600
Отработанная геомембрана	16,5200	-	16,5200
Отработанная оргтехника	2,1960	-	2,1960
Отработанные баллоны из-под ПГС	0,0200	-	0,0200

Наименование отходов	Образование, т/год	Размещение, т/год	Передача сторонним организациям, т/год
Отработанные воздушные фильтры	2,2050	-	2,2050
Отработанные газоанализаторы	0,0110	-	0,0110
Отработанные минифильтры (самоспасатели)	0,0800	-	0,0800
Отработанные резинотехнические изделия	1,1251	-	1,1251
Отработанные электро-спец приборы	0,1430	-	0,1430
Отработанный активированный уголь	6,4300	-	6,4300
Отработанный силикагель	0,6000	-	0,6000
Отходы лаборатории	0,3620	-	0,3620
Протекторы обсадных колонн	39,8200	-	39,8200
Строительные отходы	20,0000	-	20,0000
ТБО	142,6130	-	142,6130
Фильтрующий материал УСК	5,3000	-	5,3000

¹¹ К данной таблице применительны все примечания, сделанные к таблице 3.1.

Таблица 3.3 - Количественные показатели образования отходов производства и потребления на 2022, 2024, 2026, 2028 гг.

Наименование отходов	Образование, т/год	Размещение, т/год	Передача сторонним организациям, т/год
Всего:	30 627,8770	6 677,54	14 467,849
в том числе отходов производства	30 485,2640	6 677,54	14 325,236
отходов потребления	142,6130	-	142,6130
Янтарный уровень опасности			
Буровой шлам	9 539,6600	-	9539,6600
Бытовые масляные обогреватели	0,3400	-	0,3400
Керамический фильтрующий материал (керамические шары)	6,0000	-	6,0000
Конденсат системы закрытого дренажа	288,0000	-	-
Кубовые остатки от регенерации абсорбентов	146,7000	-	146,7000
Медицинские отходы	0,1270	-	0,1270
Насадка для опоры и закрытия катализатора (керамические шары)	4,0000	-	4,0000
Нефтешлам	907,4685	-	707,4685
Отработанная охлаждающая жидкость	13,4880	-	13,4880
Отработанные абсорбенты	31,2800	-	31,2800
Отработанные аккумуляторные батареи	0,7930	-	0,7930
Отработанные аминовые фильтры	1,7780	-	1,7780
Отработанные газовые фильтры	0,0350	-	0,0350
Отработанные источники бесперебойного питания	0,3330	-	0,3330
Отработанные катализаторы	17,9000	-	17,9000
Отработанные литиевые батареи (аккумуляторы)	0,0010	-	0,0010
Отработанные люминисцентные лампы	0,6750	-	0,675
Отработанные масла	96,7550	-	96,7550
Отработанные масляные и топливные фильтры	2,2800	-	2,2800
Отработанные промышленные источники бесперебойного питания	1,8670	-	1,8670
Отработанные трубы ГФК	2,0000	-	2,0000
Отработанный буровой раствор	16 783,2180	6 677,54	1 111,19
Отработанный раствор катализатора (щелочи)	1854,0000	-	1854,0000
Отработанный фильтр гликоля	0,2300	-	0,2300
Отходы амина	61,3960	-	61,3960
Отходы производства серы (загрязненная сера)	1,0000	-	1,0000
Отходы системы пожаротушения	3,6000	-	3,6000
Отходы этиленгликоля	14,9500	-	14,9500
Парафино-смолистые отложения	20,7360	-	20,7360

Наименование отходов	Образование, т/год	Размещение, т/год	Передача сторонним организациям, т/год
Промасленная ветошь	4,7110	-	4,7110
Синтетические цеолиты (молекулярные сита) установки генерации азота	6,0000	-	6,0000
Синтетические цеолиты (молекулярные сита) установки дегидратации сырьевого газа	138,0000	-	138,0000
Синтетические цеолиты (молекулярные сита) установки осушки воздуха КИП	5,0000	-	5,000
Тара из-под лакокрасочных материалов	0,4660	-	0,4660
Тара из-под масел (бочки)	20,0000	-	20,0000
Тара из-под химических реагентов (канистры)	37,8204	-	37,8204
Тара из-под химических реагентов (мешки)	253,4140	-	253,4140
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (KLA-GARD)	0,6000	-	0.6000
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (OILAD-CI-101)	0,5000	-	0,5000
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (PetroLube)	0,8000	-	0,8000
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (PetroStrach)	0,1750	-	0,1750
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (PetroUnitDefoam)	0,1000	-	0,1000
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (StarFix)	0,1000	-	0,1000
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (Black Magic SFT)	6,0000	-	6,0000
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (Drilling Detergent, DD-EXPORT)	0,6000	-	0,6000
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (DrillPlex HDD)	1,7000	-	1,7000
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (OS CL)	0,4000	-	0,4000
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (POLY-PLUS DRY)	0,0750	-	0,0750
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (PETRO SQUEEZE)	1,0000	-	1,0000
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (Evocon Эмульсия)	0,4600	-	0,4600
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (X Link Rtr)	0,6800	-	0,6800
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (X Link)	0,5300	-	0,5300
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (Petro Drilling Detergent)	0,2000	-	0,2000
Фильтрующий материал аминовых фильтров (полипропиленовое волокно)	2,5500	-	2,5500
Зеленый уровень опасности			
Древесные отходы	79,9650	-	79,9650
Использованная спецодежда	1,8590	-	1,8590
Использованные принтерные картриджи	0,0530	-	0,0530
Картриджные фильтры для воды	2,7100	-	2,7100
Лом абразивных материалов	0,0400	-	0,0400
Металлолом и металлическая стружка	20,1430	-	20,1430
Огарки сварочных электродов	0,0210	-	0,0210
Отработанная бытовая техника	3,1600	-	3,1600
Отработанная геомембрана	16,5200	-	16,5200
Отработанная оргтехника	2,1960	-	2,1960

Наименование отходов	Образование, т/год	Размещение, т/год	Передача сторонним организациям, т/год
Отработанные баллоны из-под ПГС	0,0200	-	0,0200
Отработанные воздушные фильтры	2,2050	-	2,2050
Отработанные газоанализаторы	0,0110	-	0,0110
Отработанные минифильтры (самоспасатели)	0,0800	-	0,0800
Отработанные резинотехнические изделия	1,1251	-	1,1251
Отработанные электро-спец приборы	0,1430	-	0,1430
Отработанный активированный уголь	6,4300	-	6,4300
Отработанный силикагель	0,6000	-	0,6000
Отходы лаборатории	0,3620	-	0,3620
Протекторы обсадных колонн	39,8200	-	39,8200
Строительные отходы	20,0000	-	20,0000
ТБО	142,6130	-	142,6130
Фильтрующий материал УСК	5,3000	-	5,3000

Мероприятия, направленные на снижение влияния образующихся отходов на состояние окружающей среды, представлены в таблице 3.4.

Таблица 3.4 - Мероприятия, направленные на снижение влияния образующихся отходов, на состояние окружающей среды

№ п/п	Наименование отхода	Наименование мероприятия	Срок выполнения	Ожидаемая эффективность
1	2	3	4	5
1. Мероприятия по снижению количества образования отходов				
1	Твердые бытовые отходы	Передача населению пищевых отходов на корм животных.	Постоянно	Полезное использование образованных отходов и уменьшение объемов ТБО, передаваемых специализированным организациям.
2	Тара (бочки)	Повторное использование пустой/ очищенной тары для нужд предприятия, хранения сыпучих и жидких материалов	Постоянно	Утилизация отходов, снижение объемов вывозимой тары на удаление.
2. Мероприятия по внедрению технологий переработки, использования, обезвреживания отходов				
3	Нефтешлам	Обеспечить сбор и своевременный вывоз отходов на обезвреживание.	По мере образования	Соблюдение санитарных норм и правил техники безопасности.
4	Нефтешлам	Возвращение в технологический процесс УПН для регенерации (не более 200 т/год)	2020 – 2029 гг.	Утилизация нефтесодержащих отходов, снижение воздействия на объекты окружающей среды
5	Отработанный буровой раствор	Очистка осветленной воды, полученной в результате гравитационного отстаивания ОБР, и ее подземное захоронение	2020-2029	Удаление загрязняющих веществ сточных вод из сферы жизнедеятельности человека, предотвращение воздействия на надземные объекты окружающей среды путем закачки сточных вод в изолированный подземный резервуар пласта-коллектора
3. Мероприятия по организации и дооборудованию мест временного хранения отходов, отвечающих предъявляемым требованиям				
6	Все виды отходов предприятия	Раздельный сбор образующихся видов отходов на промплощадках предприятия	2020 – 2029 гг.	Предотвращение захламления территории, предотвращение смешивания различного уровня

				опасности отходов
7	Все виды отходов предприятия	Обустройство мест временного хранения образующихся видов отходов на промплощадках предприятия	2020 – 2029 гг.	Организация и дооборудование мест временного хранения отходов, отвечающих предъявляемым требованиям будет способствовать минимизации загрязнения окружающей среды.
4. Организационные мероприятия				
8	Все виды отходов предприятия	Инструктаж персонала, назначение ответственных по операциям обращения с отходами	2020 – 2029 гг.	Предотвращение захламления территории, экологическое просвещение и пропаганда

Таблица 3.5 –Количественные показатели образования отходов бурения на 2020-2029 гг.

Нормируемый год	Объем образования отходов, т/год	
	Буровой шлам	Отработанный буровой раствор
2020	13 372,66	24 448,218
2021-2029	9 539,66	16 783,218

В процессе гравитационного отстаивания отработанного бурового раствора в карте ОБР образуется две фазы отработанного бурового раствора: жидкая осветленная фаза (осветленная вода), пригодная для повторного использования в приготовлении бурового раствора, и твёрдая фаза, которая образуется при очистке карты ОБР и передается на утилизацию.

Осветленная вода, полученная в результате гравитационного отстаивания ОБР на водной основе, и направленная в карту БСВ проходит через систему очистных устройств солерастворного узла (СРУ), после которой часть осветленных очищенных сточных вод может быть использована на приготовление бурового раствора, а неиспользованная часть – направлена на закачку в поглощающие пласты для захоронения.

Использование системы очистных устройств СРУ для очистки осветленной воды позволит снизить содержание нефтепродуктов (в случае их наличия), солей, взвесей, железа и сухого остатка, и, соответственно, экологически опасные для объектов окружающей среды свойства.

В ходе реализации Программы управления отходами бурения ТОО «Жаикмунай» будет отслеживаться эффективность внедренных в плановый период мероприятий; при необходимости будут проведены корректировки Программы.

В результате реализации мероприятий, предусмотренных данной Программой, в сфере управления отходами бурения должны быть достигнуты следующие эффекты:

а) **в экологическом плане:**

- прямой эффект (полученный на собственном предприятии) – увеличение степени обезвреживания и утилизации отходов;
- косвенный эффект (полученный третьей стороной – компаниями-утилизаторами) – сокращение мест сбора и захоронения отходов бурения, и, как следствие, снижение интенсивности отчуждения земель, пригодных для сельскохозяйственного и иного использования;

б) **в экономическом плане** – увеличение коэффициента извлечения вторичного сырья, повышение инвестиционной привлекательности проектов, связанных с переработкой отходов бурения и использования продуктов переработки;

с) **в социальном плане** – минимизация воздействия на экологическое, санитарно-эпидемиологическое благополучие населения и другие объекты окружающей среды района Байтерек, повышение культурного уровня персонала в сфере обращения с отходами.

Внедрение мероприятий по переработке отходов бурения и испытаний скважин должно быть направлено на снижение негативного воздействия отходов на окружающую среду и достижение эффекта в природоохранной деятельности компании по следующим составляющим Программы управления отходами:

Качественные показатели (экологическая безопасность):

1. Повышение эффективности использования мощностей по переработке и утилизации отходов бурения.
2. Возможность использования мощностей оборудования по переработке отходов бурения для переработки других отходов производства и потребления Компании.
3. Соблюдение персоналом норм и правил, регламентирующих порядок обращения с отходами производства и потребления, обеспечивающих экологическую безопасность на территории ЧНГКМ.
4. Минимизация загрязнения окружающей среды отходами, а также материальных затрат на устранение их последствий.

Количественные показатели (ресурсосбережение):

1. Максимальное обезвреживание отходов бурения для их использования в качестве вторичных материальных и энергетических ресурсов (продукты переработки БШ и ОБР – в качестве дорожно-строительных материалов и при рекультивации нарушенных земель; полученные после гравитационного отстаивания ОБР осветленные и, очищенные впоследствии, сточные воды – для приготовления буровых растворов);
2. Сокращение объемов накопления отходов, минимизация их отрицательных свойств.

Программа направлена на улучшение экологической и санитарно-эпидемиологической обстановки на ЧНГКМ, и как следствие, способствует достижению динамики роста показателей качества окружающей среды района Байтерек.

Также немаловажен и социально-экономический эффект через снижение расходов на вывоз отходов подрядными компаниями, использование продукта переработки отходов при рекультивации нарушенных земель и в качестве дорожно-строительных материалов, повышение технико-экономических показателей бурения за счёт использования очищенной сточной воды, полученной в результате отстаивания ОБР, в процессе приготовления буровых растворов и сокращения использования природной воды и др.

При этом, в 2020 году ожидается снижение количества образования отходов бурения в связи с сокращением объёмов бурения скважин в соответствии с Планом буровых работ (таблица 1.2).

Также, в связи с изменившимся финансовым положением и, как следствие, снижением интенсивности процесса строительства скважин, начиная с 2020 года, ТОО «Жайкмунай» планирует приостановку процесса переработки ОБР, которая может привести к превышению периода хранения отходов, установленного ЭК РК как период временного хранения (шесть месяцев), не являющийся размещением. На основании вышесказанного в рамках ПНРО запрашивается норматив размещения ОБР с учетом фактического максимального образования твердой фазы ОБР и донного осадка карты БСВ, образуемых при очистке карт ОБР и БСВ после их осушки.

3.2. Методы и способы контроля сокращения объемов и уровня опасных свойств отходов

Координатором Программы управления отходами производства и потребления ТОО «Жайкмунай» является Производственный директорат, ответственный за реализацию экологической политики предприятия с использованием оперативной отчетности. Департамент КК, ОТ, ПБ и ООС обеспечивает проведение мониторинга на соответствие заявленной Программе управления отходами и политики компании в области управления отходами производства и потребления.

Ответственным за управления отходами бурения в рамках Программы и осуществление контроля выполнения программных мероприятий по обращению с отходами бурения, а также оценки их реализации является Департамент бурения.

Ответственными лицами на всех стадиях технологического цикла образования отходов определены руководители промплощадок (объектов) и участков, обеспечивающие организацию системы регулярного сбора, хранения и вывоза отходов; контроль источников образования отходов, учет и документирование движения отходов; контроль порядка складирования и хранения отходов на площадках временного размещения; подготовка отходов к вывозу.

Согласно Процедуре по обращению с отходами производства и потребления ТОО «Жайкмунай» специалисты всех уровней компании ответственны за функционирование общей системы управления отходами в пределах своих полномочий.

Действия персонала компании в отношении достижения целевых показателей Программы предусматривают:

1. Промежуточную оценку результатов реализации Программы и определение ее эффективности;
2. Сравнительный анализ намеченных и достигнутых показателей;
3. Выделение необходимых средств для достижения плановых показателей.

На всех стадиях реализации Программы контролируется эффективность управления путем оценки:

1. Результатов достижения показателей по объемам накопления отходов.
2. Затрат ресурсов и эффективности их использования.
3. Экономической эффективности мероприятий.
4. Соблюдения требований законодательства РК, стандартов и правил в области обращения с отходами.

С учетом достигнутых результатов может быть произведена корректировка целей и показателей Программы.

Методы оценки эффективности функционирования системы управления отходами Компании, направленной на соблюдение законодательных требований РК в области обращения с отходами, представлены в таблице 3.4.

Таблица 3.4 - Меры по обеспечению соблюдения экологических норм и правил обращения с отходами

Область системы управления отходами	Методы и периодичность контроля/оценки результативности функционирования	Направление действий по выявленным нарушениям
Соблюдение требований законодательных актов, норм и правил в области обращения с отходами	Ежеквартальное обследование объектов и установок ТОО «Жаикмунай»	Выявление характера установленных нарушений. Принятие организационных и административных мер
Реализация природоохранных мероприятий в области обращения с отходами	Мониторинг и оценка эффективности реализации мероприятий; установление коренных причин их невыполнения (1 раз/полугодие)	Сопоставление результатов намеченных и выполненных мероприятий по обращению с отходами, уточнение и корректировка мероприятий
Проведение инвентаризации источников образования отходов и мест хранения отходов	Систематический контроль над соответствием установленным нормативам образования (размещения) для каждого вида отхода, над соблюдением законодательных требований в организации мест их хранения (1 раз/месяц)	Принятие технических и технологических мер по обеспечению соблюдения нормативов образования отходов
Организация сбора, хранения и вывоза отходов	Проверка мест хранения, сроков вывоза отходов с территории объекта, соблюдения специализированными предприятиями условий договоров	Наличие (отсутствие) предписаний по выявленным нарушениям.
Паспортизация всех видов отходов	Ежеквартальная проверка наличия паспортов на образующиеся отходы	Проведение паспортизации вновь образованных отходов
Обеспечение соблюдения технологических блок-схем производственного процесса и образования отходов на всех объектах и установках	Проверка, по мере необходимости, соблюдения на объектах и установках технологии производственного процесса и образования отходов	Устранение несоответствий путем принятия мер по обеспечению соответствия технологических процессов проектным решениям, согласованным ГЭЭ
Учет образования и движения отходов на объектах	Проверка первичной документации (заявки, акты сдачи-приема отходов, журналы регистрации)	Корректировка и перечня первичной документации исходя из требований экологического законодательства РК

Область системы управления отходами	Методы и периодичность контроля/оценки результативности функционирования	Направление действий по выявленным нарушениям
Повторное использование ОБР путем очистки сточных вод, полученных путем его гравитационного отстаивания, с добавлением специальных флокулянтов и реагентов	Проверка соблюдения технологии эксплуатации Цеха ПБО и солерастворного узла	Ежеквартальное представление отчета об объемах вторичного использования ОБР
Проведение очистки отработанных буровых растворов и рассолов для снижения количества отходов бурения и КРС	Проверка регенерации отработанных буровых растворов и рассолов в целях их повторного использования	Количество повторно используемых буровых растворов и рассолов

3.3 План мероприятий по снижению объемов буровых отходов

Результативность настоящей Программы обусловлена успешной реализацией мероприятий в сфере обращения с отходами бурения, имеющих основную долю (порядка 89%) в общем объеме образования отходов производства и потребления ТОО «Жайкмунай».

Таблица 3.5 - План мероприятий по снижению объемов буровых отходов

№ п/п	Мероприятия	Срок исполнения	Ответственные исполнители
1	2	3	4
1	Обеспечение ежегодного снижения физических объемов буровых отходов за счёт совершенствования технологии очистки	2020-2029 гг.	Департамент буровых работ
2	Обеспечение повторного использования не менее 10 % отработанного бурового раствора и 20 % осветленных сточных вод для производства буровых работ	2020-2029 гг.	Департамент буровых работ
3	Установка оборудования для термической утилизации сточных вод, и/или обеспечение закачки сточных буровых вод в поглощающие скважины	2020-2029 гг.	Департамент буровых работ

4. НЕОБХОДИМЫЕ РЕСУРСЫ И ИХ ИСТОЧНИКИ

Ориентировочный объем финансирования Программы управления отходами на 2020-2029 гг. согласно расчетам по укрупненным показателям составит 3 820 450 долларов.

Распределение инвестиций для реализации Программы, ориентировочно, по годам следующее:

2020 год – 382 045 долларов;
2021 год – 382 045 долларов;
2022 год – 382 045 долларов;
2023 год – 382 045 долларов;
2024 год – 382 045 долларов;
2025 год – 382 045 долларов;
2026 год – 382 045 долларов;
2027 год – 382 045 долларов;
2028 год – 382 045 долларов;
2029 год – 382 045 долларов.

Необходимые объемы финансирования по мероприятиям предусматриваются за счет собственных средств ТОО «Жайкунай».

Результаты Программы должны быть достигнуты путем выполнения комплекса взаимосвязанных по срокам и ресурсам мероприятий в трех этапах реализации Программы.

5. ПЛАН МЕРОПРИЯТИЙ ПО РЕАЛИЗАЦИИ ПРОГРАММЫ

Механизмом достижения показателей в плановом периоде является План мероприятий по реализации Программы.

В соответствии с целями и задачами Программы, мероприятия сгруппированы по проблемам с учетом функциональной связи друг с другом.

В Плате мероприятий по реализации Программы определены основные направления природоохранных мер, сроки выполнения, ответственные исполнители и источники их финансирования.

В течение планового периода реализации Программы План мероприятий может быть скорректирован и дополнен новыми мероприятиями исходя из новых задач и/или достигнутых результатов в области управления отходами.

5.1. План мероприятий по реализации Программы управления отходами производства и потребления ТОО «Жайкмунай»
на 2020-2029 гг.

№ п/п	Наименование мероприятия	Показатель (качественный/количественный)	Форма завершения	Ответственные исполнители	Срок исполнения	Предполагаемые расходы	Источники финансирования
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Обеспечение буровых работ согласно Плану работ по бурению скважин в плановом периоде	Количество скважин, шт.	Пробуренные скважины - 73 скв за 2020 -2029 гг.	Департамент бурения ТОО «Жайкмунай»	2020г – 14 2021г - 16 2022г –14 2023г – 15 2024-2029гг.– 14	-	Собственные средства компании
2	Объем финансирования работ по снижению количества и уровня токсичности отходов бурения и испытания скважин	Тыс. долларов США	3 820,450 тыс. дол. США в 2020 -2029 гг.	Департамент Финансов ТОО «Жайкмунай»	2020-2029гг.	2020 г – 382,045 2021 г – 382,045 2022 г – 382,045 2023 г – 382,045 2024 г – 382,045 2025 г – 382,045 2026 г – 382,045 2027 г – 382,045 2028 г – 382,045 2029 г – 382,045	Собственные средства компании
3	Обеспечение соблюдения норм и правил обращения с отходами	Количество проверок	Составление протоколов, мероприятий по устранению нарушений, принятие административных мер	Департамент бурения, Департамент нефтегазового промысла и Департамент КК,ОТ, ПБ и ООС ТОО «Жайкмунай»	По утвержденному графику	-	Собственные средства компании

6. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ПО СОКРАЩЕНИЮ ОБЪЕМОВ НАКОПЛЕНИЯ И УРОВНЯ ОПАСНЫХ СВОЙСТВ ОТХОДОВ

В настоящее время ТОО «Жайкмунай» реализован ряд мероприятий, запланированных Программой управления отходами бурения на период 2012-2019 гг.:

1. В рамках реализации мероприятия по разработке проекта по улучшению технологии и повышению мощности Цеха ПБО созданы и развиты мощности для подготовки буровых отходов и буровых сточных вод к утилизации:
 - введены в эксплуатацию карты накопления ОБР и БСВ;
 - организован резервуарный парк для хранения и поддержания буровых растворов в рабочем состоянии;
 - создана система для очистки сточных вод, полученных путем гравитационного отстаивания ОБР.
2. В рамках реализации мероприятия по финансированию работ, способствующих снижению количества накопления и уровня токсичности отходов бурения в 2014 году ТОО «Жайкмунай» привлекло ТОО «Хэлп-Экойл» для подбора технологий и оборудования для переработки буровых отходов Чинаревского месторождения. В 2016 гг. ТОО «Хэлп-Экойл», получившим все необходимые согласования и разрешения, был построен и введен в эксплуатацию Цех по приему, подготовке и переработке производственных отходов.

В настоящее время для снижения негативного влияния образуемых производственных отходов на ЧНГКМ на окружающую среду и здоровье населения, с учетом внедрения прогрессивных малоотходных технологий и достижений наилучшей науки и практики ТОО «Жайкмунай» заключен договор с ТОО «ХэлпЭкойл» на использование нового ресурсосберегающего и экологического мобильного технологического оборудования в процессах обращения с отходами производственного объектов ТОО «Жайкмунай» (Заключение государственной экспертизы № 476 исх. № ЗТ-А-586 от 19.08.2014 г.).

ТОО «Хэлп-Экойл» занимается переработкой буровых отходов методом термодесорбции, для обезвреживания которых используются мобильные установки ТДУ Фактор-4000 (3 единицы). Производительность переработки составляет от 0,5 до 4 т/час (в зависимости от влажности отхода). Принцип работы оборудования основан на воздействии высокой температуры на утилизируемые отходы. Используемое оборудование и технология обеспечивают переработку и обеззараживание отходов с получением дорожно-строительного материала.

Согласно техническим решениям, принятым в проектной документации (Рабочий проект «Модернизация участка...»), IV очередь Модернизации производственной площадки ТОО «Хэлп-Экойл» предусмотрено строительство Площадки приема, подготовки, переработки и утилизации отходов производства и потребления, на которой будут размещены два инсинератора Brener-2000, для переработки жидких и твердых отходов производства и потребления.

Инсинератор «BRENER-2000» предназначен для термического уничтожения низкокалорийных/высококалорийных жидких и твердых отходов производства и потребления, с температурой в камере сжигания и дожигания 800° - 1100°С. Производительность сжигания составляет 250 - 1000 кг/час, в зависимости от вида отходов. Золу из инсинератора планируется собирать на площадке сбора зольных остатков в закрытых емкостях для последующей передачи специализированным предприятиям.

Используемое ТОО «ХэлпЭкойл» технологическое оборудование, является реализованными проектами иностранных производителей, предусматривающими:

- утилизацию бурового шлама и нефтешлама с получением строительных материалов (ТДУ Фактор-4000 с модулем очистки, модуль центрифугирования бурового шлама, ТДУ Фактор-500);
- утилизацию ТБО, промасленной ветоши, отработанных фильтров, нефтезагрязненной полиэтиленовой пленки, использованной резины (ТДУ Фактор-200).

Оборудование ТОО «Хэлп-Экойл» размещено на территории Цеха ПБО ТОО «Жайкмунай»: ТДУ Фактор-4000 с Модулем осушки; Термодесорбционную установку ТДУ Фактор-200.

Утилизация отходов бурения и нефтешлама проводится термодеструктивным методом с использованием двухфазной центрифуги и мобильных установок ТДУ Фактор-4000 с Модулем сушки и ТДУ Фактор-500. При эксплуатации установки ТДУ Фактор-4000 в качестве топлива используется природный газ.

ПЕРЕЧЕНЬ ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Экологический кодекс Республики Казахстан.
2. Правила разработки программы управления отходами. Утверждены приказом Министра энергетики Республики Казахстан 25 ноября 2014 года № 146
3. Методика расчета объемов образования эмиссий (в части отходов производства, сточных вод) от бурения скважин. Утверждена приказом Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 3 мая 2012 года № 129-ө.
4. Приказ и.о. Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 2 августа 2007 года № 244-п «Об утверждении перечней отходов для размещения на полигонах различных классов».
5. Рабочий проект «Цех по подготовке буровых отходов к утилизации. Реконструкция» Раздел «Охрана окружающей среды».
6. Проект (СППД) Система поддержания пластового давления на м/р Чинаревское. Том 3 Охрана окружающей среды, Уральск, 2009г.
7. Проект нормативов размещения отходов ТОО «Жайкмунай» на 2020-2029гг.
8. Рабочий проект «Модернизация участка приема и переработки отходов производства и потребления Чинаревского нефтегазоконденсатного месторождения» Раздел «Охрана окружающей среды», Уральск, 2016 г.
9. Рабочий проект "ЧНГКМ. Реконструкция Солерастворного узла на территории цеха по подготовке буровых отходов к утилизации" Раздел «Охрана окружающей среды», Уральск 2018г.