



ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«САМАРСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ И ПРОЕКТНЫЙ ИНСТИТУТ НЕФТЕДОБЫЧИ»
(ООО «СамараНИПИнефть»)

Сбор нефти и газа со скважины № 443 Бузулукского участка недр

Предпроектная работа

Оценка воздействия на окружающую среду

6025П-ПП-140.000.000-ОВОС-01

6025P-PP-140_000_000-
OVOS-01-PZ-001-RC01



2020



ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«САМАРСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ И ПРОЕКТНЫЙ ИНСТИТУТ НЕФТЕДОБЫЧИ»
(ООО «СамараНИПИнефть»)

Сбор нефти и газа со скважины № 443 Бузулукского участка недр

Предпроектная работа

Оценка воздействия на окружающую среду

6025П-ПП-140.000.000-ОВОС-01

Главный инженер

Кашаев Д.В.

Главный инженер проекта

Новиков В.В.

В разработке технической документации (основных проектных решений) принимали участие специалисты:


Комплексный отдел № 116:

Главный специалист

И. М. Гатина

Инженер I категории

Е. Ю. Калинина

Взам. инв. №											
	Подпись и дата										
Инв. № подл.							6025П-ПП-140.000.000-ОВОС-01	Стадия	Лист	Листов	
	Изм.	Копуч	Лист	№док	Подп.	Дата		ПП	СС.1	363	
								Оценка воздействия на окружающую среду			
	Нач. отдела	Жараспаев				07.20					
	Н.контроль	Гатина				07.20					
ГИП	Новиков				07.20	 САМАРАНИПНЕФТЬ					

Содержание

1 КРАТКИЕ СВЕДЕНИЯ О ПРОЕКТИРУЕМОМ ОБЪЕКТЕ.....	1.1
1.1 Основные положения	1.1
1.2 Производственная характеристика	1.2
1.2.1 Существующее положение.....	1.2
1.3 Описание и оценка альтернативных вариантов намечаемой деятельности	1.5
1.3.1 «Нулевой» вариант – вариант отказа от реализации намечаемой деятельности.....	1.5
1.3.2 Альтернативные варианты реализации намечаемой деятельности.....	1.5
1.3.2.1 Замер производительности скважин и налив нефти в автоцистерны при помощи малогабаритных блочных сепарационно-наливных установок (исключение строительства выкидных трубопроводов).....	1.5
1.3.2.2 Электроснабжение скважин при помощи дизельных электростанций (исключение строительства воздушных линий электропередачи ВЛ)	1.6
1.3.2.3 Строительство выкидных трубопроводов от обустраиваемых скважин до измерительных установок (АГЗУ), электроснабжение обустраиваемых скважин посредством строительства воздушных линий электропередачи ВЛ.....	1.7
1.3.2.4 Вывод по альтернативным вариантам реализации намечаемой деятельности	1.8
1.4 Основные проектные решения	1.8
1.4.1 Характеристика сырья	1.9
1.4.2 Площадка приустьевая нефтяной скважины.....	1.10
1.4.3 Площадка установки дозированной подачи химреагентов	1.11
1.4.4 Площадки камер пуска и приема внутритрубных поточных средств очистки	1.11
1.4.5 Площадки дренажных емкостей	1.12
1.4.6 Описание проектных решений по прохождению трасс трубопроводов	1.13
2 ПРИРОДНО-КЛИМАТИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ И ОЦЕНКА СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ ПРИРОДНОЙ СРЕДЫ РАЙОНА НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	2.1
2.1 Краткая характеристика климатических условий района и площадки строительства.....	2.1
2.2 Характеристика уровня загрязнения атмосферного воздуха района расположения объекта.....	2.3
2.3 Геологическое строение района.....	2.4
2.4 Геоморфологические условия	2.5
2.5 Характеристика почв	2.6
2.5.1 Источники загрязнения почв	2.9
2.5.2 Состояние почв.....	2.9
2.6 Оценка радиационной обстановки	2.11
2.7 Орогидрография	2.13
2.8 Гидрогеологическая характеристика.....	2.15
2.8.1 Оценка условий защищенности подземных вод от загрязнения нефтепродуктами с поверхности земли	2.16
2.9 Оценка существующей техногенной нагрузки на поверхностные и подземные воды в районе расположения объекта.....	2.17
2.9.1 Показатели геохимического состояния поверхностных и подземных вод.....	2.17
2.10 Характеристика растительного и животного мира	2.18
2.11 Охраняемые природные территории	2.21
2.12 Охраняемые памятники истории и культуры.....	2.25
2.13 Социально - экономические условия района проектируемых работ	2.27
2.14 Медико-демографические показатели.....	2.28
3 ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ	3.1
3.1 Оценка воздействие объекта на земельные ресурсы	3.1
3.1.1 Потребность строительства в земельных площадях.....	3.1
3.2 Оценка воздействие объекта на атмосферный воздух и характеристика источников выбросов загрязняющих веществ	3.10

3.2.1 Характеристика предприятия как источника загрязнения атмосферы	3.10
3.2.2 Источники выбросов вредных веществ в атмосферу от проектируемого объекта.....	3.11
3.2.3 Количественные характеристики выбросов вредных веществ от проектируемого объекта	3.12
3.2.4 Перечень загрязняющих веществ.....	3.14
3.2.5 Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от проектируемого объекта	3.15
3.2.6 Расчет и анализ величин приземных концентраций загрязняющих веществ	3.21
3.2.6.1 Метеорологические характеристики и коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере	3.21
3.2.6.2 Характеристика приземного загрязнения и перечень источников, дающих наибольшие вклады в уровень загрязнения атмосферы	3.21
3.2.7 Предложения по нормативам предельно допустимых выбросов (ПДВ).....	3.26
3.2.8 Сведения о санитарно-защитной зоне (СЗЗ).....	3.31
3.3 Оценка воздействия шумового воздействия на окружающую среду.....	3.32
3.3.1 Определение влияния шума от проектируемых объектов на окружающую среду	3.32
3.4 Оценка воздействия на поверхностные и подземные воды.....	3.33
3.4.1 Водоснабжение на период строительства объекта	3.33
3.4.2 Источники водоснабжения	3.34
3.4.3 Количество и характеристика сточных вод.....	3.34
3.4.3.1 Количество и характеристика сточных вод на период строительства.....	3.34
3.4.3.2 Количество и характеристика сточных вод на период эксплуатации объекта.....	3.35
3.4.4 Проектные решения по очистке сточных вод	3.36
3.4.5 Баланс водопотребления и водоотведения	3.37
3.5 Оценка воздействие отходов производства и потребления	3.39
3.5.1 Виды и количество отходов проектируемого объекта	3.39
3.5.2 Оценка степени токсичности отходов	3.40
3.5.3 Обращение с отходами производства и потребления.....	3.41
3.6 Оценка воздействия на растительный и животный мир.....	3.51
4 ПРОГНОЗ ИЗМЕНЕНИЯ СОСТОЯНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ ПОД ВОЗДЕЙСТВИЕМ ПРОЕКТИРУЕМОГО ОБЪЕКТА.....	4.1
4.1 Общая характеристика воздействия на окружающую среду.....	4.1
5 МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ НЕГАТИВНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ	5.1
5.1 Мероприятия по охране и рациональному использованию земельных ресурсов	5.1
5.1.1 Сведения о местах хранения отвалов растительного грунта, а также местонахождении карьеров, резервов грунта, кавальеров	5.2
5.2 Охрана недр.....	5.2
5.2.1 Мероприятия по рациональному использованию общераспространенных полезных ископаемых, используемых при строительстве	5.2
5.3 Проектные решения по уменьшению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу.....	5.2
5.4 Мероприятия на период неблагоприятных метеорологических условий (НМУ).....	5.3
5.4.1 Мероприятия по защите от шума и вибрации	5.4
5.5 Мероприятия по охране поверхностных и подземных вод от загрязнения и истощения	5.5
5.6 Мероприятия, направленные на снижение влияния отходов, образующихся на предприятии.....	5.8
5.7 Мероприятия по снижению заболеваемости населения	5.9
5.8 Мероприятия по охране растительного и животного мира.....	5.10
6 ОЦЕНКА ВЕРОЯТНЫХ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ И ИХ ПОСЛЕДСТВИЙ	6.1
6.1 Анализ условий возникновения и развития аварий	6.1
6.2 Сценарии возможных аварий техногенного характера на проектируемых объектах	6.1

6.2.1 Анализ аварийной ситуации при разгерметизации оборудования без возникновения пожара	6.2
6.2.2 Анализ аварийной ситуации при разгерметизации оборудования с возникновением пожара	6.3
6.3 Расчет аварийных зон при авариях	6.4
6.4 Определение экологического ущерба.....	6.7
6.5 Определение общего экологического ущерба при аварийных ситуациях на проектируемых объектах	6.12
6.6 Проектные решения, обеспечивающие безопасность производства.....	6.14
7 ЭКОЛОГО – ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИРОДООХРАННЫХ МЕРОПРИЯТИЙ	7.1
7.1 Расчет платы за выбросы загрязняющих веществ в атмосферу.....	7.1
7.2 Расчет платы за размещение отходов на период строительства и эксплуатации объектов	7.3
7.3 Экономическая оценка мероприятий по охране земельных ресурсов	7.4
7.4 Экономическая оценка мероприятий по охране водных ресурсов	7.5
7.5 Расчет ущерба животному миру.....	7.5
8 КОНТРОЛЬ ЗА СОСТОЯНИЕМ И ОХРАНОЙ ОКРУЖАЮЩЕЙ ПРИРОДНОЙ СРЕДЫ	8.1
9 РЕЗЮМЕ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ОВОС.....	9.2
10 СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ДОКУМЕНТОВ	10.1
11 ПРИЛОЖЕНИЯ	11.1
Приложение А Задание на проектирование	11.1
Приложение Б Лицензии на право пользования недрами.....	11.23
Приложение В Ситуационная карта-схема района проектируемых работ М 1 : 25 000	11.42
Приложение Г Письма ФГБУ «Приволжское УГМС» (климатические характеристики и справки о фоновых концентрациях).....	11.44
Приложение Д Расчет выбросов загрязняющих веществ от проектируемых объектов	11.48
Приложение Е Исходные данные и результаты расчета рассеивания загрязняющих веществ (вариант 1).....	11.74
Приложение Ж Исходные данные и результаты расчета рассеивания загрязняющих веществ (вариант 2).....	11.101
Приложение И Договор оказания услуг по обеспечению бутилированной водой; договор на оказание услуг по отпуску питьевой воды; договор возмездного оказания услуг	11.123
Приложение К Расчет количества образующихся отходов от проектируемых объектов.....	11.141
Приложение Л Договоры на оказание услуг по обращению с отходами производства и потребления (лицензии на право обращения с отходами производства и потребления)	11.148

1 КРАТКИЕ СВЕДЕНИЯ О ПРОЕКТИРУЕМОМ ОБЪЕКТЕ

1.1 Основные положения

Раздел «Оценка воздействия на окружающую среду» разработан для проекта 6025П «Сбор нефти и газа со скважины № 443 Ишуевского месторождения».

Проект выполнен на основании задания на проектирование «Сбор нефти и газа со скважины № 443 Ишуевского месторождения», утвержденного заместителем генерального директора по развитию производства АО «Оренбургнефть» А. В. Кудряшовым (см. приложение А).

Планируемое строительство вызвано, прежде всего, производственной необходимостью.

В настоящем разделе дана количественная и качественная оценка современного состояния природной среды по ее компонентам: атмосфера, гидросфера, недра, почвы, растительный и животный мир. Представлена характеристика существующей и намечаемой хозяйственной деятельности.

Выполнена ориентировочная оценка воздействия рассматриваемых объектов на элементы природной среды и прогноз изменения элементов природной среды с внедрением проектных решений, представлена эколого-экономическая оценка.

В процессе разработки данного раздела проведен анализ и обобщение различных исследований и рекомендаций по Ишуевскому месторождению в части состояния экосистем.

В настоящем разделе учтены требования законодательных и нормативных актов в части охраны окружающей природной среды. Полный перечень использованных источников приведен в списке литературы.

При разработке данного раздела были использованы следующие материалы:

- «Дополнение к технологической схеме разработки Ишуевского нефтяного месторождения Оренбургской области», ООО «СамараНИПИнефть», г. Самара, 2016 год (протокол ЦКР № 1322 от 26.12.2016г.);
- «Оперативный пересчет запасов нефти и растворенного газа Ишуевского месторождения в соответствии с требованиями новой классификации запасов», ООО «СамараНИПИнефть», г. Самара, 2018 год;
- «Проект нормативов предельно допустимых выбросов (ПДВ) загрязняющих веществ в атмосферу для Новодолговского, Ишуевского, Красногвардейского, Крутойярского, Докучаевского, Новомедведкинского, Севастьяновского, Спиридоновского, Южно-Спиридоновского, Зоринского, Давыдовского, Конновского, Шулаевского, Пролетарского и Речного месторождения ПАО «Оренбургнефть», ООО «НТЦ «Промбезопасность», г. Оренбург, 2015 год, (санитарно-эпидемиологическое заключение № 56.01.08.000.Т.000735.09.15 от 22.09.2015г., решение об установлении нормативов предельно допустимых выбросов вредных (загрязняющих) веществ (за исключением радиоактивных) в атмосферный воздух стационарных источников выбросов, находящихся на объектах хозяйственной и иной деятельности, подлежащих федеральному государственному экологическому надзору № ЛЧ-04-22/4978 от 30.09.2015г.);
- «Проект нормативов образования отходов и лимитов на их размещение (ПНООЛР) ПАО «Оренбургнефть» для объектов, расположенных в Курманаевском районе Бобровское, Гаршинское, Герасимовское, Долговское, Ишуевское, Красногвардейское, Курманаевское, Савельевское, Спиридоновское, Тананыкское, Широкодольское, Шулаевское, Южно-Спиридоновское месторождения», ООО «МИК-инжиниринг», г. Оренбург, 2015 год (приказ Росприроднадзора по Оренбургской области № Н/О -98 от 28.04.2016 года);
- Технический отчет по результатам инженерно-экологических изысканий для подготовки проектной документации по объекту 6025П «Сбор нефти и газа со скважины № 443 Ишуевского месторождения», ООО «СамараНИПИнефть», г. Самара, 2019 год;
- Технический отчет по результатам инженерно-гидрометеорологических изысканий для подготовки проектной документации по объекту 6025П «Сбор нефти и газа со скважины № 443 Ишуевского месторождения», ООО «СамараНИПИнефть», г. Самара, 2019 год;
- Технический отчет по результатам инженерно-геологических изысканий для подготовки проектной документации по объекту 6025П «Сбор нефти и газа со скважины № 443 Ишуевского месторождения», ООО «СамараНИПИнефть», г. Самара, 2019 год.

1.2 Производственная характеристика

1.2.1 Существующее положение

В административном отношении Ишуевское нефтяное месторождение расположено на границе Оренбургской и Самарской областей, большей частью в пределах Курманаевского административного района, в 60 км к юго-западу от г. Бузулук.

Ишуевское месторождение находится в непосредственной близости от разрабатываемых месторождений Оренбургской области – Южно-Субботинского, Коммунарского, Тананыкского и Герасимовского.

В 36 км к северо-востоку от месторождения расположен районный центр с. Курманаевка, через который проходит асфальтированная дорога, соединяющая г. Уральск с г. Бугульма. Вблизи месторождения расположены села Ромашкино, Костино, Лаврентьевка, пос. Волжский, связанные между собой грунтовыми дорогами. Поселок Волжский связан с районным центром с. Курманаевка дорогой с автобусным сообщением.

Ишуевское месторождение подключено к нефтепроводу Тананык - Герасимовка и Нефтегорская ЦПС. Электроэнергией оно обеспечено с подстанции 35 кВт посредством цепи ВЛ-110кв Кп/ст «Алексеевская».

Обзорная карта района рассматриваемого участка недр и ближайших населенных пунктов представлена на рисунке 1.1.

Месторождение расположено в пределах одного лицензионного участка (ЛУ) - Ишуевского (лицензия ОРБ 03276 НЭ выдана 15.04.2019 г. дата окончания действия лицензии 31.12.2094 года). Недропользователь – АО «Оренбургнефть».

Ишуевское месторождение открыто в 1979 году бурением поисково-разведочной скважины 44, в которой из отложений турнейского яруса был получен фонтанный приток нефти дебитом 150 м³/сут на 6 мм штуцере. В августе того же года месторождение введено в эксплуатацию.

Промышленная нефтеносность месторождения связана с отложениями окского надгоризонта (пласты О1, О2, О3-1, О3-2, О4), бобриковского горизонта (пласт Б2) и турнейского яруса (пласты Т1 и Т2).

С момента открытия Ишуевского месторождения запасы нефти и растворенного газа подсчитывались неоднократно. На основании данных глубокого разведочного бурения и сейсморазведочных работ объединением «Оренбургнефть» проводились оперативные подсчеты запасов в 1979, 1981, 1982, 1986, 2004, 2011 и 2014 годах с последующим утверждением и принятием на государственный баланс.

В рамках «Оперативного пересчета запасов нефти и растворенного газа Ишуевского месторождения в соответствии с требованиями новой классификации запасов», ООО «СамараНИПИнефть», г. Самара, 2018 год проведена актуализация категорий запасов нефти и растворенного газа, на основе степени геологической изученности и промышленного освоения (согласно методическим рекомендациям по применению классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов, утвержденными Минприроды России от 01.02.2016г. № 3-р), без изменения подсчетных параметров по залежам. Изменения запасов нефти и растворенного газа по пластам произошли за счет перераспределения добычи между категориями А и В1. Суммарные геологические запасы нефти и растворенного газа остались без изменений.

Запасы нефти (геологические / извлекаемые) по состоянию на 01.01.2019 г., в целом по Ишуевскому месторождению (по кат. А+В1+В2) составляют 13 145 / 6 347 тыс. т, в том числе:

- по категории А – 8 455 / 4 663 тыс. т,
- по категории В1 – 3 279 / 1 195 тыс. т,
- по категории В2 – 1 411 / 489 тыс. т,

Запасы (извлекаемые) растворенного газа (по кат. А+В1+В2) – 208 млн. м³, в том числе:

- по категории А – 159 млн. м³,
- по категории В1 – 37 млн. м³,
- по категории В2 – 12 млн. м³.

Всего на разработку Ишуевского нефтяного месторождения было составлено семь проектных документов, утвержденных ЦКР:

1. «Анализ разработки и прогноз технологических показателей разработки по месторождениям ОАО «Оренбургнефть» на период действия лицензионных соглашений», выполнен ЦНИЛ ОАО «Оренбургнефть» в 1999 г., утвержден ЦКР (протокол № 2430 от 07.10.1999 г.). Согласно данному документу технологические показатели разработки утверждены по месторождению в целом, без деления на объекты разработки;

2. «Дополнение к технологической схеме разработки Ишуевского месторождения», выполнен ЗАО «ТННЦ» в 2006 г., утвержден ЦКР Роснедра по УРС (протокол № 74 от 02.03.2006 г.);

3. «Дополнение к технологической схеме разработки Ишуевского нефтяного месторождения Оренбургской области», выполнен ООО «ТННЦ» в 2009 г., утвержден Территориальным отделением ЦКР РТ (протокол № 957 от 30.09.2009 г.). Выполнение данной работы было связано с необходимостью уточнения проектных решений по всем пластам/объектам с учетом изменившегося по результатам Пересчета запасов 2008 года представления о геологическом строении залежей месторождения.

4. «Дополнение к технологической схеме разработки Ишуевского нефтяного месторождения Оренбургской области», выполнен ЗАО «ИНКОНКО» в 2012 г., утвержден Удмуртской нефтяной секцией ЦКР Роснедра по УРС (протокол № 768 от 04.12.2012 г.). Выполнение данной работы было связано с необходимостью корректировки стратегии дальнейшей разработки месторождения, с учетом накопленной геолого-промысловой информации и обоснования оптимального с технико-экономической точки зрения варианта разработки, позволяющего обеспечить максимальное вовлечение в разработку остаточных запасов;

5. «Дополнение к технологической схеме разработки Ишуевского нефтяного месторождения Оренбургской области», выполненный в 2013 г. ОАО «ТАНДЕМ» (протокол ЦКР Роснедра № 56-13 от 04.12.2013 г.). Выполнение данной работы было связано с необходимостью корректировки стратегии дальнейшей разработки месторождения, с учетом накопленной геолого-промысловой информации и обоснования оптимального с технико-экономической точки зрения варианта разработки, позволяющего обеспечить максимальное вовлечение в разработку остаточных запасов;

6. «Технологическая схема разработки Ишуевского нефтяного месторождения Оренбургской области», выполненный в 2015 г. ООО «ТННЦ» (протокол ТатНС ЦКР Роснедр по УРС № 229 от 10.12.2015 г.);

7. Действующим проектным документом на разработку месторождения является «Дополнение к технологической схеме разработки Ишуевского нефтяного месторождения Оренбургской области» (протокол заседания ЦКР Роснедр по УРС № 1322 от 26.12.2016 г.). Основные положения и технологические показатели:

- максимальные проектные уровни добычи нефти - 141,1 (2024 г.) тыс. т;
- максимальные проектные уровни добычи жидкости - 458,5 (2064 г.) тыс. т;
- максимальные проектные уровни закачки воды - 176,4 (2058 г.) тыс.м³;
- максимальные проектные уровни добычи растворенного газа 4,53 (2024 г.) млн.м³;
- выделение четырех нефтяных объектов разработки: С_{1t} турнейский ярус, пласт Т₂, С_{1t} турнейский ярус, пласт Т₁, С_{1bb} бобриковский горизонт, пласт Б₂, С_{1ok} окский надгоризонт, пласты О₁+О₂+О₃₋₁+О₃₋₂+О₄;
- общий фонд – 31 скважина, в т. ч. добывающих - 20, нагнетательных – 3, водозаборные – 4, ликвидированных - 4;
- фонд для бурения - 16 скважин, в т. ч. добывающих нефтяных - 15, нагнетательных – 1.

В настоящее время на Ишуевском месторождении для добычи углеводородного сырья используются добывающие скважины, оснащенные насосами ЭЦН. Добываемая продукция со скважин поступает по выкидным линиям на замерную установку АГЗУ-5, где производятся замеры дебитов, после чего пластовая смесь подается под собственным давлением по сходному коллектору на Тананыкскую УПН.

В соответствии с заданием на проектирование и техническим требованиям на проектирование настоящей проектной документацией предусматривается сбор и транспорт продукции со скважины № 443 Ишуевского месторождения. В соответствии с заданием на проектирование добыча нефти предполагается с пласта Т₁.

Ситуационная карта-схема расположения проектируемых объектов представлена в Приложении В.



Рисунок 1.1 – Обзорная схема района Ишувского месторождения

1.3 Описание и оценка альтернативных вариантов намечаемой деятельности

1.3.1 «Нулевой» вариант – вариант отказа от реализации намечаемой деятельности

В соответствии с «Положением об оценке воздействия намечаемой хозяйственной и иной деятельности на окружающую среду в Российской Федерации» (пункт 3.2.2) при разработке материалов по ОВОС рассмотрен «нулевой» вариант – вариант отказа от намечаемой деятельности.

В качестве «нулевого» варианта для настоящей проектной документации, в принципе, мог бы быть рассмотрен вариант отказа от намечаемой хозяйственной деятельности (отказа от дальнейшей разработки объектов рассматриваемого месторождения), однако это приведет к консервации запасов углеводородного сырья на неопределенное время и делает невозможным освоение углеводородных запасов данного месторождения.

Развитие нефтегазодобывающей отрасли дает гарантии развития и решения ряда важных социальных проблем региона, таких как улучшение социальной инфраструктуры района (строительство автодорог, линий электропередач), увеличение налогооблагаемой базы, обеспечение занятости населения.

Принятие необходимых природоохранных мер позволяет вести добычу запасов нефти и газа в пределах лицензионных участков экономически целесообразно и без значимого воздействия на окружающую среду.

На основании проведенного анализа, очевидно, что принятие «нулевого» варианта не эффективно как для региона, так и задач нефтедобывающей отрасли и Российской Федерации в целом.

Далее оценка альтернативных концепций реализации проекта будет проводиться без учета «нулевого» варианта.

1.3.2 Альтернативные варианты реализации намечаемой деятельности

Практика обустройства и эксплуатации нефтяных месторождений включает следующие методы:

- замер производительности скважин и налив нефти в автоцистерны при помощи малогабаритных блочных сепарационно-наливных установок (исключение строительства выкидных трубопроводов);
- электроснабжение скважин при помощи дизельных электростанций (исключение строительства воздушных линий электропередачи ВЛ);
- строительство выкидных трубопроводов от обустраиваемых скважин до измерительных установок (АГЗУ), электроснабжение обустраиваемых скважин посредством строительства воздушных линий электропередачи ВЛ.

Ниже представлены краткие результаты анализа возможных альтернативных вариантов.

1.3.2.1 Замер производительности скважин и налив нефти в автоцистерны при помощи малогабаритных блочных сепарационно-наливных установок (исключение строительства выкидных трубопроводов)

Сегодня многие нефтедобывающие компании решают вопрос, как с наименьшими затратами и в кратчайшие сроки организовать добычу нефти на месторождениях на период эксплуатации скважин. Решением этой проблемы является применение МБСНУ - малогабаритной блочной сепарационно-наливной установки.

МБСНУ осуществляет:

- сепарацию нефти от газа;
- технологический учет нефти и газа;
- налив нефти в автоцистерны с последующим вывозом на пункты приема;
- откачку нефти в резервуар или трубопровод (при необходимости).

Преимущества использования МБСНУ:

- возможность применения на месторождениях, не обеспеченных электроэнергией;

- сборно-разборная конструкция МБСНУ позволяет в кратчайшие сроки осуществить переброску установки на другой объект;
- короткие сроки строительно-монтажных работ, небольшая площадь застройки.

Целесообразность проектирования малогабаритной блочной сепарационно-наливной установки является экономически и экологически не выгодным по следующим причинам:

- применение установки на малодебитных скважинах;
- применение установки как правило на период пробной эксплуатации скважин;
- при отсутствии системы сбора утилизация попутного газа предусмотрена на факел, что экологически нецелесообразно;
- транспортировка добываемой нефти автотранспортом повлечет за собой значительные негативные последствия: в результате работы грузовой техники прогнозируется выброс вредных веществ в атмосферу, резкое усиление фактора постоянного беспокойства животного мира от интенсивного движения транспорта, многократное возрастание степени риска возможных аварий на автотранспорте;
- зависимость автоперевозок от погодных условий.

В связи с вышеизложенным, замер производительности скважин и налив нефти в автоцистерны при помощи малогабаритных блочных сепарационно-наливных установок, как оптимальный вариант, не рассматривается.

1.3.2.2 Электроснабжение скважин при помощи дизельных электростанций (исключение строительства воздушных линий электропередачи ВЛ)

Современный этап развития нефтегазовых промыслов характеризуется их дальнейшим удалением от энергетических и транспортных центров, возрастанием требований к источникам электрической и тепловой энергии, появлением особых требований к обустройству месторождений со стороны законодательства России.

Наряду с централизованным способом электроснабжения потребителей от сетей энергосистем в ряде случаев необходимо предусматривать местные источники электроснабжения. К ним относятся дизельные электростанции, которые широко используются также в качестве резервных установок, обеспечивающих электрической энергией потребителей при отключении питания в случае аварий на линиях энергосистемы.

Дизельная электростанция - это стационарная или подвижная энергетическая установка, оборудованная электрическим генератором с приводом от дизельного двигателя внутреннего сгорания, существуют также электростанции с приводом от бензинового двигателя. Бензиновый двигатель заметно дешевле, однако дизельный прослужит дольше и гораздо более экономичен в эксплуатации.

Дизельная электростанция — это установка дополнительно включающая в себя устройства для распределения электроэнергии, устройства автоматики, пульт управления, комплекты ЗИП.

Дизельные электрические станции применяют в качестве автономного, резервного или аварийного источника электропитания потребителей электроэнергии как в стационарных условиях, так и в передвижных установках (на автомобилях, прицепах, энергопоездах).

Передвижные дизельные электростанции (ДЭС) выполнены как комплектные электроустановки, смонтированные на каком-либо транспортном средстве и защищенные от атмосферных воздействий. Дизельные электроагрегаты также выполняют как комплектные установки в виде отдельных блоков, чаще всего смонтированными на общей раме.

Стационарные дизельные электростанции сооружают в закрытых помещениях, при этом электроагрегаты обязательно должны быть установлены на фундаменте.

Целесообразность применения дизельной электростанции является экономически и экологически не выгодным по следующим причинам:

- применение дизельных электростанций как правило в качестве резервного источника питания в аварийном режиме;
- транспортировка автотранспортом дизельного топлива для снабжения электростанции повлечет за собой значительные негативные последствия: в результате работы грузовой техники прогнозируется выброс вредных веществ в атмосферу, резкое усиление фактора постоянного беспокойства

животного мира от интенсивного движения транспорта, многократное возрастание степени риска возможных аварий на автотранспорте;

- постоянное шумовое воздействие на животный мир от работающей дизельной электростанции;
- риск загрязнения почвы дизельным топливом во время эксплуатации и заправки дизельной электростанции;
- риск загрязнения атмосферного воздуха выбросами во время эксплуатации и заправки дизельной электростанции.

В связи с вышеизложенным, электроснабжение скважин при помощи дизельных электростанций, как оптимальный вариант, не рассматривается.

1.3.2.3 Строительство выкидных трубопроводов от обустраиваемых скважин до измерительных установок (АГЗУ), электроснабжение обустраиваемых скважин посредством строительства воздушных линий электропередачи ВЛ

При обустройстве нефтяных месторождений в соответствии с РД 39-0148311-605-86 для сбора продукции с обустраиваемых скважин принимается напорная однотрубная герметизированная система сбора нефти и газа с соблюдением принципа коридорной прокладки с другими инженерными коммуникациями.

Строительство выкидных трубопроводов (трубопроводный транспорт) имеет следующие преимущества:

- возможность повсеместной укладки трубопровода и перекачки нефти со скважин любой производительности;
- перекачка нефти на значительные расстояния;
- непрерывность процесса перекачки, практическая независимость от климатических условий;
- небольшие удельные капитальные вложения на единицу транспортируемого груза и быстрая окупаемость затрат при строительстве трубопроводов;
- возможность прокладки трубопровода в любом направлении и на любое расстояние - это кратчайший путь между начальным и конечным пунктами;
- низкая себестоимость транспортировки (по сравнению с автомобильным транспортом);
- сохранность качества перекачиваемой нефти благодаря полной герметизации трубы;
- высокий уровень производительности труда (наибольшая степень автоматизации);
- высокая надежность и простота в эксплуатации;
- потери на трассе сведены к минимуму, благодаря конструктивным особенностям трубопроводов и их профилактическому обслуживанию;
- комплексное наблюдение и управление за всеми процессами;
- возможность использования земли в сельском хозяйстве на уже построенных трубопроводах;
- выброс вредных веществ в атмосферу сведен к минимуму (только от фланцевых соединений), исключен фактор постоянного беспокойства животного мира от интенсивного движения автотранспорта.

Строительство воздушных линий электропередачи имеет следующие преимущества:

- строительство воздушных линий электропередачи достаточно простой процесс, монтаж и обслуживание таких линий прост и не требует больших затрат;
- хорошая ремонтпригодность, ничем не затруднен визуальный осмотр состояния линии;
- воздушные линии электропередачи подвешены над поверхностью земли на безопасной высоте;
- на воздушных линиях имеются системы грозозащиты;
- относительная дешевизна по сравнению с кабельными линиями и использованием дизельных электростанций;
- снабжение электричеством отдаленных территорий;

- исключен выброс вредных веществ в атмосферу;
- исключен фактор беспокойства животного мира от интенсивного движения транспорта;
- исключение шумового воздействия на животный мир;
- исключение загрязнения почвы.

При реализации намечаемой деятельности по строительству выкидных трубопроводов от обустраиваемых скважин до измерительных установок и электроснабжение обустраиваемых скважин посредством строительства воздушных линий электропередачи ВЛ предусматривается ряд обязательных мероприятий по безопасности в отношении предотвращения загрязнения компонентов окружающей среды.

При условии соблюдения проектных решений, выполнения предусмотренных мероприятий по защите окружающей среды, строительство выкидных трубопроводов от обустраиваемых скважин и линий электропередачи не предполагает ухудшения экологической ситуации на территории рассматриваемого месторождения.

1.3.2.4 Вывод по альтернативным вариантам реализации намечаемой деятельности

Из вышесказанного можно заключить, что наиболее приемлемым, как с экономической, так и с экологической точки зрения, является вариант строительства выкидных трубопроводов от обустраиваемой скважины до измерительной установки и электроснабжение обустраиваемых скважин посредством строительства воздушных линий электропередачи ВЛ.

1.4 Основные проектные решения

Общие сведения о проектируемом объекте приведены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 - Общие сведения об объекте

№	Наименование	Параметры, реквизиты и т. п.
1	2	3
1	Наименование объекта	Сбор нефти и газа со скважины № 443 Ишуевского месторождения
2	Наименование владельца	АО «Оренбургнефть»
3	Почтовый адрес	Россия, 461040, Оренбургская область, г. Бузулук, ул. Магистральная, 2. Телефон: (35342) 73 226, факс: (35342) 73 201.
4	Наименование проектировщика	ООО «СамараНИПИнефть»
5	Район строительства	Курманаевский район Оренбургской области Ишуевское месторождение
6	Вид строительства	Новое
7	Сроки строительства	5 месяцев

В соответствии с заданием на проектирование и техническим требованиям на проектирование настоящей проектной документацией предусматривается сбор и транспорт продукции со скважины № 443 Ишуевского месторождения. В соответствии с заданием на проектирование добыча нефти предполагается с пласта Т₁.

В соответствии с РД 39-0148311-605-86 настоящей проектной документацией для сбора продукции с обустраиваемых скважин принята напорная однотрубная герметизированная система сбора нефти и газа.

Проектом предусматривается обустройство площадки добывающей скважины № 443. Проектируемая скважина располагается на отдельной площадке. Строительство трубопровода от скважины диаметром 114 мм и толщиной стенки 6 мм до существующей АГЗУ-5. Проектируемые сооружения относятся к системе сбора Ишуевского месторождения.

В соответствии с заданием на проектирование и техническими требованиями на проектирование проектом предусматривается:

- обустройство добывающей скважины № 443;
- прокладка выкидного трубопровода диаметром 114 мм и толщиной стенки 6 мм от проектируемой добывающей скважины № 443 до существующей АГЗУ-5, протяженностью 9 222,0 м;

- установка скважинной установки дозирования химреагентов СУДР с размещением на площадке скважины № 443;
- установка камеры пуска очистного устройства МКПУ ОУ на трубопроводе скважины с размещением на площадке скважины № 443 со сбором дренажа в дренажную емкость ЕД ($V = 1,5 \text{ м}^3$);
- установка камеры приема очистного устройства МКПР ОУ на трубопроводе скважины с размещением в районе площадки АГЗУ-5 со сбором дренажа дренажную емкость ЕД $V = 1,5 \text{ м}^3$.

Проектируемый выкидной трубопровод от скважины № 443 до существующей АГЗУ-5 отнесен к линейным сооружениям. Режим работы – непрерывный 365 дней в году. Срок эксплуатации проектируемых выкидных трубопроводов – 20 лет.

Продукция скважины № 443 под устьевым давлением, развиваемым погружным электронасосом, по проектируемому выкидному трубопроводу диаметром 114 мм поступает к существующей замерной установке АГЗУ-5. Далее продукция скважины № 443 совместно с продукцией существующих скважин по существующему нефтегазосборному трубопроводу от АГЗУ-5 транспортируется на установку подготовки нефти (УПН) «Тананыкская».

Для трансформации электроэнергии с 6 кВ в 0,4 кВ и распределение ее между потребителями скважины № 443, на скважине проектом предусматривается установка одностранформаторная подстанция «киоскового» типа 1УКТП042В101601П06Т-Ж2М1Н1П1 с масляным трансформатором 160 кВА.

По схеме предусматривается строительство ответвления ВЛ-6 кВ протяженностью 7,785 км от фидера 1006 ПС 35/6 кВ «Ишувская» к проектируемой площадке скважины № 443 Ишувского месторождения.

Режим работы трансформаторных подстанций – круглогодичный. КТП являются «основным» источником электроснабжения для электроприемников скважин.

Основными потребителями электроэнергии проектируемых сооружений являются:

- электродвигатели погружных насосов нефтяных скважин;
- нагрузки оборудования КИПиА и связи;
- блок подачи реагента (УБПР).

1.4.1 Характеристика сырья

Дебит скважин принят в соответствии с техническими требованиями на проектирование и приведен в таблице 1.2.

Таблица 1.2. - Дебит скважин по нефти и жидкости, добыча газа

Наименование показателя	Количество
Номер скважины	443
Пласт	T ₁
Дебит жидкости по скважине, т/сут	70
Дебит нефти скважины, т/сут	50
Средняя обводненность скважины, %	29
Газовый фактор, м ³ /т	41,0

Физико-химические свойства нефтяного газа, дегазированной и пластовой нефти приведены в таблице 1.3.

Таблица 1.3 – Компонентный состав нефти и растворенного газа, пласт T1

Наименование параметра	при однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		при дифференциальном разгазировании пластовой нефти в рабочих условиях		пластовая нефть
	выделившийся газ	нефть	выделившийся газ	нефть	
Молярная концентрация компонентов, %					
• сероводород	0,59	0,01	0,59	0,02	0,2
• двуокись углерода	3,43	-	3,58	0,01	1,12
• азот+редкие	11,34	-	11,8	-	3,68
• в т.ч. гелий	0,0139	-	0,0156	-	

Наименование параметра	при однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		при дифференциальном разгазировании пластовой нефти в рабочих условиях		пластовая нефть
	выделившийся газ	нефть	выделившийся газ	нефть	
• метан	21,40	0,16	22,7	0,01	7,08
• этан	27,49	1,08	29,76	0,64	9,72
• пропан	24,12	3,55	22,83	4,72	10,37
• изобутан	2,37	0,95	1,76	1,28	1,43
• норм. бутан	5,56	3,42	4,07	4,2	4,16
• изопентан	1,46	3,05	1,08	3,2	2,54
• норм. пентан	1,22	3,55	0,95	3,64	2,8
• гексаны	0,93	8,46	0,63	8,4	5,98
• гептаны	0,09	7,7	0,25	7,49	5,21
• остаток C ₊₈	-	68,07	-	66,39	45,71
Молекулярная масса	-	256	-	256	183
Плотность					
• газа, кг/м ³	-	-	1,39	-	-
• газа относительная (по воздуху), доли ед.	1,21		1,154	-	-
• нефти, кг/м ³		882,2		880,0	840,4

Компонентный состав нефти и растворенного газа по пласту Т1 принят в соответствии с отчетом «Дополнение к технологической схеме разработки Ишуевского нефтяного месторождения Оренбургской области», ООО «СамараНИПИнефть», г. Самара, 2016 год (протокол ЦКР № 1322 от 26.12.2016г.).

Физико-химическая характеристика пластовой нефти представлены в таблице 1.4.

Таблица 1.4 – Физико-химические свойства транспортируемой жидкости

№	Параметр	Значение
		Т1
Пластовая нефть		
1	Вязкость, мПа·с	4,35
2	Плотность, кг/см ³	0,840
3	Газосодержание, м ³ /т	41,0
4	Средняя обводненность, %	29
5	Плотность воды в поверхностных условиях, г/см ³	1180
6	Температура застывания, °С	Минус 12
7	Весовое содержание, %:	
	• смол	12,6
	• парафинов	5,6
	• серы	2,3
	• сероводород	0,59

1.4.2 Площадка приустьевая нефтяной скважины

Проектом предусмотрено обустройство устья добывающей скважины № 443 Ишуевского месторождения.

Обустраиваемые скважины эксплуатируются механизированным способом добычи с помощью погружного центробежного насоса типа УЭЦН. Глубинно-насосное оборудование в объемы проектирования данного объекта не входит. Расчетное давление системы сбора нефти и газа 4,0 МПа.

В состав площадки скважины № 443 входят следующие сооружения:

- площадка приустьевая нефтяной скважины (с ЭЦН);
- площадка под ремонтный агрегат;
- место под передвижные мостки;
- блок дозирования реагента;
- узел пуска ОУ;
- емкость дренажная (V = 1,5 м³);

- подстанция трансформаторная комплектная;
- станция управления;
- молниеотвод;
- радиомачта;
- шкаф КИПиА;
- шкаф ОПС;
- щит пожарный;
- емкость канализационная;
- инженерные сети;
- линия воздушная 10 кВ.

Территория устья скважины обваловывается земляным валом, высотой 1 м, для предупреждения разлива нефти в случае аварии с устройством въезда ремонтной техники к устью скважины.

Выкидные трубопроводы, проложенные в пределах приустьевой площадки скважины, запроектированы над землей на корпусных хомутовых опорах.

На выкидном трубопроводе предусмотрен уклон в сторону устья скважины, в случае отключения насоса, нефть с выкидного трубопровода стечет обратно в устье скважины или ее можно будет слить через узел подключения пропарочного агрегата.

На выкидном трубопроводе в обвязке устья скважины предусматривается установка запорной арматуры, для отсекаания потока пластовой продукции при понижении давления в трубопроводе в результате его порыва. Герметичность затвора запорной арматуры класса А по ГОСТ 9544-2015.

Для сбора ливневых стоков и загрязнений при обслуживании и ремонте приустьевая площадка по периметру выкладывается бордюрным камнем. Уклон обеспечивает сбор стоков в бетонный герметичный приямок, соединенный канализационным коллектором с канализационной емкостью.

Схема обустройства устья проектируемой добывающей скважины обеспечивает их нормальную работу при эксплуатации без постоянного присутствия обслуживающего персонала.

1.4.3 Площадка установки дозированной подачи химреагентов

Для защиты трубопроводов от внутренней коррозии проектом предусматривается установка подачи ингибитора в выкидной трубопровод посредством подключения автоматизированной стационарной скважинной установки дозирования реагента – СУДР (для предотвращения коррозии предусмотрена подача реагента в выкидную линию от добывающей скважины № 443 при помощи скважинной установки дозирования реагента - тип СУДР 2). СУДР блочно-комплектного исполнения полностью заводского изготовления поставляется в блочном взрывозащищенном исполнении. Вентиляция закрытого блока СУДР не предусмотрена (установка наружного исполнения шкафного типа). Режим работы непрерывный, без постоянного присутствия персонала.

1.4.4 Площадки камер пуска и приема внутритрубных поточных средств очистки

Для удаления отложений АСПО проектом предусмотрена установка камер пуска / приема очистных устройств МКПУ, МКПР на выкидном трубопроводе от проектируемой скважины № 443 до АГЗУ-5 (существующая).

Малогабаритные камеры пуска и приема внутритрубных поточных средств очистки и диагностики (МКПУ, МКПР) предназначены для очистки, диагностики, герметизации и пропуска разделительных устройств на линейной части трубопровода.

Предусмотренные проектом МКПУ, МКПР разработаны в соответствии с Методическими указаниями компании «Единые технические требования. Камеры пуска и приема внутритрубных поточных средств очистки и диагностики» № П1-01.05 М-0094 с учетом требований Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

Камера пуска МКПУ устанавливается в начале трассы на проектируемом выкидном трубопроводе от проектируемой скважины № 443 до АГЗУ-5 (существующая) со сбором дренажа в

проектируемую дренажную емкость ЕД-1 ($V = 1,5 \text{ м}^3$). Камеры приема МКПР предусматривается в конце трассы проектируемого выкидного трубопровода от проектируемой скважины № 443 до АГЗУ-5 (существующая) в районе площадки АГЗУ-5 со сбором дренажа в проектируемую дренажную емкость ЕД-2 ($V = 1,5 \text{ м}^3$).

Камера пуска предназначена для запуска очистных устройств - скребков в трубопровод. Движение очистного устройства по трубопроводу осуществляется за счет давления перекачиваемой жидкости.

Камера пуска предназначена для запуска очистных устройств - скребков в трубопровод. Движение очистного устройства по трубопроводу осуществляется за счет давления перекачиваемой жидкости.

Узел приема предназначен для приема очистных скребков после прохода по трубопроводу, сбора части АСПО и механических примесей.

Каждый комплекс оборудования для очистки внутренней полости нефтепровода содержит:

- камеру пуска очистного устройства;
- камеру приема очистного устройства;
- технологическую обвязку камер пуска и приема с запорной арматурой;
- емкости дренажные для сбора дренажа с проектных камер пуска и приема очистного устройства.

Камеры пуска и приема очистных устройств располагаются на площадках с тротуарным щебеночным покрытием.

В состав площадки узла пуска ОУ на скважине № 443 входят следующие сооружения: узел пуска ОУ (МКПУ) и емкость дренажная ($V = 1,5 \text{ м}^3$).

В состав площадки узла приема ОУ (МКПР) в районе АГЗУ-5 входят следующие сооружения: емкость дренажная (ЕД-2 объемом $1,5 \text{ м}^3$), узел приема ОУ, молниеотвод.

Рекомендуемая цикличность пропуска очистных устройств по проектируемым трубопроводам - 1 раз в 1,5 месяца.

1.4.5 Площадки дренажных емкостей

Для сбора дренажа с камер пуска и приема очистных устройств предусматривается установка дренажных емкостей.

В качестве дренажной емкости для сбора дренажных стоков с проектируемой камеры пуска ОУ МКПУ ОУ предусматривается подземная горизонтальная дренажная емкость ЕД-1, объемом $1,5 \text{ м}^3$.

В качестве дренажной емкости для сбора дренажных стоков с проектируемой камеры приема ОУ МКПР ОУ предусматривается подземная горизонтальная дренажная емкость ЕД-2, объемом $1,5 \text{ м}^3$.

Дренажные емкости предусмотрены с антикоррозионным заводским покрытием.

Площадки проектируемых дренажных емкостей неканализуемые, со щебеночным покрытием размерами в плане для емкости дренажной $V=1,5 \text{ м}^3$ – $3,0 \times 3,5 \text{ м}$, толщиной 150 мм по утрамбованному грунту, с утопленным бордюрным камнем по уплотненной засыпке емкости.

Для опорожнения дренажной емкости в обвязке предусмотрено наличие отводного патрубка, оснащенного запорной арматурой и быстроразъемным соединением Ду 50.

Дренажные емкости предусмотрены без насосного оборудования. Опорожнение предусматривается передвижной техникой – автобойлерами. По мере заполнения, содержимое дренажных емкостей для сбора продуктов очистки нефтепровода откачивается с помощью передвижной техники. Жидкость с дренажной емкости камеры запуска очистных устройств представляет собой сырую нефть, которая возвращается в технологический процесс - транспортируется на УПН «Тананыкская». Шлам очистки с дренажной емкости камеры приема очистных устройств передается в накопитель замазученных почвогрунтов и снега Герасимовского месторождения Курманаевского района (ГРОРО 56-00037-Х-00609-270715).

Рекомендуемая цикличность пропуска очистных устройств по проектируемым выкидным трубопроводам - 1 раз в 1,5 месяца.

1.4.6 Описание проектных решений по прохождению трасс трубопроводов

Трассы проектируемых трубопроводов на всем протяжении проходит на допустимых расстояниях от населенных пунктов. Зданий и сооружений, подлежащих сносу нет.

Проектируемые трубопроводы отнесены к линейным сооружениям.

Режим работы – непрерывный, 365 дней в году.

В соответствии с заданием и техническими требованиями на проектирование проектом «Сбор нефти и газа со скважины № 443 Ишуевского месторождения» предусматривается строительство выкидного трубопровода от проектируемой добывающей скважины № 443 до существующей АГЗУ5 диаметром 114 мм и толщиной стенки 6 мм протяженностью 9 222,0 м.

Населенные пункты, промышленные предприятия на пути следования проектируемых трубопроводов отсутствуют.

Трубопроводы предусматриваются из бесшовных горячедеформированных труб диаметром 114 мм толщиной стенки 6 мм из стали повышенной эксплуатационной надёжности 20А класса прочности К48. Подземные участки трубопровода предусмотрены с двухслойным защитным покрытием усиленного типа 2У на основе экструдированного полиэтилена.

Трубы поставляются, покрытые в заводских условиях изоляцией усиленного типа с наружным двухслойным антикоррозионным покрытием на основе экструдированного полиэтилена типа (2У), согласно единым техническим требованиям ПАО «НК Роснефть» «Теплоизоляция трубопроводов и антикоррозионная изоляция сварных стыков на площадочных и линейных объектах» №П1-01.04 М-0041.

Проектом предусмотрена подземная прокладка трубопровода параллельно рельефу местности. Глубина заложения проектируемых трубопроводов до верхней образующей, в соответствии с ГОСТ Р 55990-2014 пункт 9.3 составляет 0,8 м (на непахотных землях вне постоянных проездов) и 1,0 м (на пахотных и орошаемых землях).

Трассы выкидных и нефтегазосборных трубопроводов проложены параллельно существующим коммуникациям с соблюдением минимально допустимого расстояния из условий обеспечения сохранности действующего трубопровода при строительстве нового, безопасности при проведении работ и надёжности трубопроводов в процессе эксплуатации.

2 ПРИРОДНО-КЛИМАТИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ И ОЦЕНКА СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ ПРИРОДНОЙ СРЕДЫ РАЙОНА НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

2.1 Краткая характеристика климатических условий района и площадки строительства

В административном отношении район работ расположен на территории Курманаевского района Оренбургской области. Ближайшая к району работ метеостанция - МС Авангард.

Температура воздуха на территории в среднем за год положительная и составляет 4,5 °С. Самым жарким месяцем является июль (плюс 21,0°С), самым холодным – январь (минус 12,8 °С). Абсолютный максимум зафиксирован на отметке плюс 41 °С в 1962 и 1967 г., абсолютный минимум – минус 46 °С в 1942 г.

Влажность воздуха характеризуется, прежде всего, упругостью водяного пара (парциальное давление) и относительной влажностью. Наиболее низкие значения последней приходятся обычно на весну, когда приходящие воздушные массы сформированы над холодным морем. Минимальные значения упругости водяного пара наблюдаются в январе – феврале (2,0 - 2,1 гПа), максимальные – в июле (13,8 гПа). По схематической карте зон влажности участок работ относится к сухой зоне (СП 50.13330-2012).

Атмосферные осадки на исследуемой территории составляют в среднем за год 366 мм. Главную роль в формировании стока играют осадки зимнего периода. Большая часть жидких осадков расходуется на испарение и просачивание. Наибольшее количество осадков (45 мм) отмечено в июне, наименьшее – в феврале (18 мм). Максимальное суточное наблюденное количество осадков на МС «Авангард» было отмечено 27.06.1960 г. – 83 мм, расчетное составляет 90 мм.

Снег появляется чаще всего в третьей декаде октября, но он обычно долго не держится и тает. Средняя дата образования устойчивого снегового покрова приходится на 29 ноября. Максимальной мощности снег достигает к концу первой декады февраля. В середине марта происходит его активное таяние, уплотнение и, как следствие, уменьшение высоты. Средняя при наибольшей декадной высоте плотность снежного покрова составляет 289 кг/м³. Окончательно снежный покров разрушается в первой декаде апреля (средняя дата 1 апреля). По карте районирования территории по расчетному значению веса снегового покрова участок работ относится к четвертой зоне – 2,0 кПа (СП 20.13330.2016, карта 1).

Среди атмосферных явлений метели возможны с октября по апрель (за год в среднем 39 дней), с наибольшей повторяемостью (до 11 дней) в январе. Грозы регистрируются обычно с апреля по октябрь с наибольшей частотой в июне и июле. В течение всего года наблюдаются туманы (обычно 20 дней за год) с наибольшей частотой в холодный период. По карте районирования территории по толщине стенки гололеда участок работ относится ко второй зоне – 5 мм (СП 20.13330.2016, карта 3). Согласно ПУЭ-7 территория проектирования относится к гололедному району III с толщиной стенки гололеда 20 мм, интенсивность грозовой деятельности района изысканий составляет от 40 до 60 часов с грозой в год.

Ветра на территории преобладают южные, среднегодовая скорость ветра составляет 4,0 м/с. Максимальная наблюденная скорость равна 34 м/с, порывы – 40 м/с. По карте районирования территории по давлению ветра район работ относится к третьей зоне – 0,38 кПа (СП 20.13330.2016, карта 3). По картам районирования (ПУЭ-7) территория изысканий находится в III ветровом районе со значением показателя 0,65 кПа (32 м/с), в зоне с частой и интенсивной пляской проводов (частота повторяемости пляски более 1 раз в 5 лет).

Средняя месячная и годовая температуры воздуха приведены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 - Средняя месячная и годовая температура воздуха, °С

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
t, °С	-12,8	-12,6	-5,8	6,2	14,6	19,1	21,0	19,4	13,1	4,7	-3,2	-9,4	4,5

Среднее месячное и годовое количество осадков приведено в таблице 2.2.

Таблица 2.2 - Среднее месячное и годовое количество осадков, мм

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
22	18	20	26	30	45	44	35	35	37	28	26	366

Среднее число дней с туманом по месяцам приведено в таблице 2.3.

Таблица 2.3. - Среднее число дней с туманом

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
2	2	3	2	0,3	0,5	0,5	0,8	1	2	3	3	20

Повторяемость скорости ветра по градациям представлена в таблице 2.4.

Таблица 2.4. - Повторяемость скорости ветра по градациям, годовая, %

Градация скорости ветра, м/с	0-1	2-3	4-5	6-7	8-9	10-11	12-13	14-15	16-17	18-20	21-24	25-28	29-34
Повторяемость, %	24,7	28,8	23,6	12,8	6,2	2,6	0,8	0,3	0,2	0,08	0,01	0,002	0,001

Средняя месячная и годовая скорость ветра представлены в таблице 2.5.

Таблица 2.5. - Средняя месячная и годовая скорость ветра, м/с

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

Метеорологические коэффициенты и климатическая характеристика, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере приведены в таблице 2.6.

Таблица 2.6 - Метеорологические коэффициенты и характеристика, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосферу

№	Наименование характеристики	Метеостанция	Источник информации	
		Авангард		
1	2	3	4	
1	Коэффициент, зависящий от стратификации атмосферы.	160	По данным Оренбургского ЦГМС письмо № 05-01/1566 от 19.06.15 г. (климатические характеристики) (см. приложение)	
2	Коэффициент рельефа местности города	1,0		
3	Среднегодовая температура воздуха, С	4,5		
4	Средняя максимальная температура наружного воздуха наиболее жаркого месяца, ° С	+28,0		
5	Средняя месячная температура воздуха наиболее холодного месяца, ° С	-17,4		
6	Среднегодовая роза ветров, %	С		12
		СВ		6
		В		7
		ЮВ		17
		Ю		23
		ЮЗ		15
		З		10
		СЗ		10
	штиль	10		
7	Скорость ветра, вероятность превышения которой составляет 5 %, м/с	9		
8	Средняя годовая скорость ветра, м/с	4,0		
9	Среднее годовое количество осадков, мм	366		
10	Среднее число дней с туманом	20		

Климатологические характеристики района проектируемых работ, оказывающее прямое воздействие на состояние атмосферного воздуха, позволяют сделать вывод о достаточно интенсивной самоочищающей способности воздуха по степени разбавления, выноса, увлажнения и разложения загрязняющих веществ.

Район указанного месторождения является сельскохозяйственным.

Ближайший к району работ населенные пункты:

- поселок Волжский расположен порядка 4,6 км на северо-восток от скважины № 443;
- и село Бобровка расположено в 5,3 км на север от скважины № 443.

2.2 Характеристика уровня загрязнения атмосферного воздуха района расположения объекта

В рамках данного проекта выполнены инженерно-экологические изыскания и составлен технический отчет по результатам инженерно-экологических изысканий для подготовки проектной документации. В материалах инженерно-экологических изысканий собран и проанализирован материал по состоянию атмосферного воздуха в районе проектируемых работ.

Существующий уровень загрязнения атмосферного воздуха оценивается значениями фоновых концентраций загрязняющих веществ района, характеризующими загрязнение атмосферы, создаваемое существующими источниками выбросов действующих промышленных объектов, движением автотранспорта на данной территории и другими факторами.

Постоянные наблюдения за загрязнением атмосферы на рассматриваемой территории органами Центра по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды не проводятся. Характеристика уровня загрязнения атмосферного воздуха в районе расположения проектируемого объекта приведена в соответствии с письмом Оренбургского центра по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды – филиал федерального государственного бюджетного учреждения «Приволжское управление по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды (Оренбургский ЦГМС – филиал ФГБУ «Приволжское УГМС») по ближайшему населенному пункту Бобровка Курманаевского района Оренбургской области. Данные о фоновых концентрациях приведены в приложении и представлены в таблице 2.7.

Таблица 2.7 - Фоновые концентрации вредных веществ в атмосферном воздухе

Вредное вещество (код)	ПДК (ОБУВ), мг/м ³	Значение концентраций, мг/м ³ (долей ПДК)
		н. п. Бобровка июль 2019 г.
Диоксид серы (код 0330)	0,5	0,005 (0,01 ПДК)
Оксид углерода (код 0337)	5,0	1,4 (0,28 ПДК)
Диоксид азота (код 0301)	0,2	0,023 (0,115 ПДК)
Оксид азота (код 0304)	0,4	0,01 (0,025 ПДК)
Сероводород (код 0333)	0,008	0,001 (0,125 ПДК)
Сажа (код 0328)	0,15	0,006 (0,04 ПДК)
Бензол (код 0602)	0,3	0,011 (0,037 ПДК)
Толуол (код 0621)	0,6	0,016 (0,027 ПДК)
Ксилол (код 0616)	0,2	0,024 (0,12 ПДК)
Смесь предельных углеводородов C ₁ – C ₅ (код 0415)	200,0	1,48 (0,0074 ПДК)
Смесь предельных углеводородов C ₆ – C ₁₀ (код 0416)	50,0	0,1 (0,002 ПДК)

Загрязнителями, имеющими в настоящее время наибольшую концентрацию в атмосферном воздухе рассматриваемой территории являются: оксид углерода - 0,28 ПДК; диоксид азота - 0,115 ПДК; сероводород - 0,125 ПДК; ксилол - 0,12 ПДК. Концентрации же остальных вредных веществ, по которым проводилось обследование, не превышают 0,1 ПДК.

В разовых определениях всех примесей превышения максимальной разовой ПДК не обнаружено.

На основании оценки состояния атмосферного воздуха можно сделать вывод:

- по исследуемым показателям содержание вредных примесей в данных пробах атмосферного воздуха не превышает ПДК в атмосферном воздухе населенных мест;
- исследуемая территория по фоновому уровню загрязнения атмосферы соответствует санитарно-гигиеническим и экологическим нормативам,

- современное санитарно-гигиеническое состояние воздушного бассейна на рассматриваемой территории не вызывает опасений,
- размещения объекта является благоприятным с учетом расстояния до территории жилой застройки и других территорий с нормируемыми показателями загрязнения атмосферы.

2.3 Геологическое строение района

Описание геологического строения района дано на основании «Технического отчета по результатам инженерно-геологических изысканий для подготовки проектной документации», выполненных в рамках данного проекта в период июнь - август 2019 года.

Ишуевское нефтяное месторождение расположено в пределах топопланшета N-39-XXXIV масштаба 1:200000. Характеристика геологической среды приведена по материалам геологической и гидрогеологической съемок масштаба 1:200000, результатов глубокого бурения и сейсморазведки МОГТ.

В качестве геологической основы использована геологическая карта масштаба 1:200000 листа N-39-XXXIV (В.П. Твердохлебов, 1969 г.).

В геологическом строении принимают участие породы каменноугольной, пермской, триасовой, юрской, неогеновой и четвертичной систем.

Каменноугольная система представлена средним и верхним отделами. Отложения этой системы залегают на глубине 1370 - 2290 м и сложены известняками, доломитами, глинами и песчаниками. Мощность карбона 920 м.

Пермская система представлена нижним и верхним отделами. Отложения залегают в интервале глубин 110-1370 м и сложены песчаниками, глинами, алевролитами, мергелями, гипсами, ангидритами, доломитами, мергелями, каменной солью, известняками. Мощность пермской системы 1260 м.

Неогеновые отложения залегают в интервале глубин 30 - 110 м и сложены, песками, алевролитами, глинами и суглинками. Мощность неогена 80 м.

Четвертичные отложения залегают в интервале глубин 0 - 30 м и сложены суглинками, глинами, песками. Мощность отложений 30 м.

Каменноугольная система (С)

Средний отдел (С2) карбона представлен башкирским ярусом. Толщина нижнего отдела 540 м.

Башкирский ярус (С2b) представлен верейским, каширским, подольским и мячковским горизонтами. Отложения башкирского яруса представлены известняками и доломитами. Известняки светло-серые до белых, органогенно-обломочные и псевдооолитовые, участками пелитоморфные, в верхней части закарстованные, пористые, нефтенасыщенные. Доломиты серые и светло-серые, участками кавернозные. Толщина башкирского яруса 60 м.

Отложения верейского горизонта (С2vr) представлены глинами, песчаниками, алевролитами. Глины неравномерно алевролитистые с прослоями алевролитов, песчаников сильно известковистых и известняки песчаные. Толщина верейского горизонта 94 м.

Отложения каширского горизонта (С2ks) представлены известняками и доломитами. Известняки органогенные, зачастую доломитые и доломиты неравномерно перекристаллизованные, местами пористо-кавернозные. В нижней части известняки оолитовые и псевдооолитовые. Толщина каширского горизонта 101 м.

Отложения подольского горизонта (С2pd) представлены известняками, доломитами. Известняки органогенно-обломочные и пелитоморфно-кристаллические, прослоями глинистые или доломитистые до перехода в доломиты участками кремнелые, зачастую перекристаллизованные. В отдельных прослоях известняки трещиноватые. Толщина горизонта 195 м.

Отложения мячковского горизонта (С2mc) представлены известняками и доломитами. Известняки доломитизированные, органогенно-обломочные, прослоями пелитоморфные. Доломиты известковистые в различной степени перекристаллизованные.

Верхний отдел (С3) карбона сложен известняками, доломитами и Ангидритами. Известняки органогенные, доломитизированные. Доломиты органогенные, известковистые, неравномерно перекристаллизованные с прослоями ангидритов. Толщина верхнего отдела 380 м.

Пермская система (Р)

Нижний отдел (Р1) представлен ассельским, артинский-сакмарским и кунгурским ярусами. Отдел сложен доломитами и ангидритами. Доломиты неравномерно известковистые, прослоями

сульфатизированные. По всему разрезу гнезда и маломощные прослои ангидритов. Толщина нижнего отдела 770 м.

Отложения ассельского яруса (P1a) представлены доломитами и ангидритами. Доломиты неравномерно известковистые, прослоями сульфатизированные. По всему разрезу гнезда и маломощные прослои ангидритов. Толщина горизонта 90 м.

Отложения артинский-сакмарского яруса (P1ar-P1s) представлены доломитами и ангидритами. Доломиты перлитоморфные, сульфатизированные, прослоями пористые, трещиноватые. Ангидриты мелкокристаллические, прослоями доломитизированные. Толщина яруса 220 м.

Отложения кунгурского яруса (P1kg) представлены ангидритами, доломитами, каменной солью. Ангидриты кристаллические часто с гнездами и линзами каменной соли. Каменная соль бесцветная, кристаллическая. Редкие прослои доломитов. Доломиты пелитоморфные и мелкокристаллические, прослоями пористые, глинистые, кавернозные, неравномерно сульфатизированные. Ангидриты кристаллические. В нижней части разреза обуглившиеся остатки. Толщина яруса 460 м.

Верхний отдел (P2) представлен уфимским, казанским и татарским ярусами. Толщина нижнего отдела 490 м.

Уфимский ярус (P2uf) представлен калиновской, гидрохимической, сосновской свитами. Ярус сложен ангидритами мергелями. Ангидриты кристаллические загипсованные. Мергели доломитовые. Толщина яруса 60 м.

Калиновская свита (P2kl) представлена доломитами, известняками и мергелями. Известняки пелитоморфные, кристаллические, иногда пористые. В кровле свиты доломиты известковистые. В подошве мергели или глинистые известняки. Толщина свиты 90 м.

Гидрохимическая свита (P2kz2a) представлена ангидритами, доломитами и каменной солью. Ангидриты мелкокристаллические, иногда пористые. В кровле и подошве каменные соли бесцветные, кристаллические. Прослои доломитов сульфатизированных. Толщина свиты 70 м.

Сосновская свита (P2kz2c) представлена гипсами, ангидритами, доломитами и мергелями. Гипсы и ангидриты кристаллические, доломиты пелитоморфные, мергели глинистые доломитовые, алевролиты загипсованные. Толщина свиты 40 м.

Казанский ярус (P2kz) Толщина яруса 200 м

Татарский ярус (P2tat) представлен песчаниками, глинами, алевролитами, мергелями, доломитами. Глины алевролитистые, плотные, оскольчатые. Алевролиты глинистые кварцевые, с прослоями глин, загипсованные. В верхней части разреза прослои песчаника глинистого. По всему разрезу прослои мергелей и доломитов. Толщина яруса 230 м.

Неогеновая, Юрская, Триасовая системы (N-J-T)

Неогеновая, Юрская, Триасовая системы (N-J-T) сложены глинами, песками и алевролитами. Глины неравномерно алевролитистые с маломощными прослоями песков и алевролитов. Толщина систем 80 м.

Четвертичная система (Q)

Четвертичная система (Q) сложена суглинками, глинами и песками. Глины известковистые. Пески глинистые. Толщина системы 30 м.

2.4 Геоморфологические условия

Описание геоморфологических условий и рельефа района работ дано на основании «Технического отчета по результатам инженерно-геологических изысканий для подготовки проектной документации», выполненных в рамках данного проекта в период июнь - август 2019 года.

По природным условиям территория охватывает нижнюю и среднюю части бассейна реки Бузулук и возвышенность Синий Сырт вдоль границы Оренбургской и Самарской областей.

Для рельефа района характерны широкие, хорошо разработанные долины и волнисто-увалистые водоразделы - сырты с курганообразными шишками.

Геология района характеризуется господством отложений мезозойской эры, слои которых залегают горизонтально с незначительным уклоном к югу - в сторону Прикаспийской впадины. Отложения мезозоя, представленные на территории района, делятся на два этажа, резко отличающихся друг от друга.

На поверхности водоразделов юрские отложения иногда образуют выдающиеся эрозионно-останцовые формы. Среди них Даниловская Острая Шишка (Шпиль) в полутора километрах к юго-востоку от села Даниловка. По мнению С. С. Неуструева, впервые описавшего островерхий «Шпиль», он сложен уцелевшими от размыва плотными темно-серыми гипсоносными глинами волжского яруса верхней перми. Аналогичное происхождение имеют Макаровские Шишки на осевой части Самаро-Большееиргизского водораздела на крайнем юго-западе района.

В пределах плиоценовой денудационной равнины, кроме вышеуказанных денудационных поверхностей водоразделов и склонов, выделены аккумулятивные поверхности, в строении которых принимают участие аллювиальные отложения (от хвалыньских до современных). Аккумулятивные поверхности приурочены к долинам рек. На описываемой территории в долинах рек наблюдается резкая асимметрия бортов: правый – крутой, левый – пологий. В пойме реки Каралык выделяется два уровня. Низкая пойма, заливаемая, с относительной высотой уступа над уровнем воды 1,5 - 2,0 м, имеет локальное распространение. Её ширина составляет 100 - 300 м. Высокая пойма имеет высоту уступа 4 - 6 м, ширину до 500 м, заливается периодически – через 4 - 5 лет. Высокая пойма часто заболочена и имеет многочисленные старицы.

2.5 Характеристика почв

Характеристика почв района работ дано на основании «Технического отчета по результатам инженерно-экологических изысканий для подготовки проектной документации», выполненных в рамках данного проекта в период июнь - август 2019 года.

По природно-сельскохозяйственному районированию страны исследуемая территория относится к Заволжской провинции степной зоны характеризующаяся недостаточным увлажнением и широким распространением черноземов.

В ходе почвообразовательного процесса под влиянием континентального климата, растительности, своеобразных почвообразующих пород и ландшафтных особенностей на территории работ сформировался подтип: черноземы южные.

Черноземы – это богатые гумусом темноокрашенные почвы, не имеющие признаков современного переувлажнения, сформировавшиеся под многолетней травянистой растительностью степи и лесостепи. Для черноземов характерна значительная мощность гумусового горизонта, накопление гумуса и аккумуляция в нем элементов зольного питания и азота, поглощенных оснований, а также наличие хорошо выраженной зернистой или зернисто-комковатой структуры.

Генетический профиль черноземов характеризуется ясно выраженной верхней толщей с накоплениями гумуса, обменных оснований и биогенных зольных элементов, глубже которой находится карбонатно-иллювиальная (или карбонатно-гипсово-иллювиальная) толща, постепенно переходящая в не измененную почвообразованием материнскую породу.

Морфологический профиль черноземов складывается из пяти генетических горизонтов: А-АВ-В-ВС-С.

А – гумусовый, однородный темно-окрашенный горизонт с зернистой и зернисто-комковатой структурой;

АВ – гумусовый, темноокрашенный с общим побурением книзу или неоднородно окрашенный с чередованием темных гумусированных участков и темно-бурых пятен, но с преобладанием темной гумусовой окраски. Обычно имеет зернистую структуру;

В – переходный к породе, имеет преимущественно бурую окраску с постепенной или неравномерно-затечной, языковатой, ослабевающей книзу гумусированностью;

ВС – переходный горизонт неоднородной окраски с преобладанием цвета почвообразующей породы, на фоне которого имеются очень тонкие гумусовые потеки и выделения карбонатов;

С – почвообразующая порода, не измененная процессом почвообразования. Выделяется горизонт аккумуляции гипса.

Черноземы южные формируются на различных элементах рельефа и на различных материнских породах, южные черноземы представлены рядом разновидностей, отличающейся между собой гумусностью, механическим составом и мощностью горизонта. Общими признаками южных черноземов являются: небольшая мощность гумусовых горизонтов, более низкое содержание гумуса, чем у обыкновенных черноземов, меньшая емкость обмена, более низкая обеспеченность элементами питания растений.

На участке работ черноземы южные представлены двумя родами: карбонатными и солонцеватыми:

- карбонатные – отличаются наличием карбонатов по всему почвенному профилю, которые обнаруживаются уже с поверхности по бурному вскипанию от действия соляной кислоты, а с небольшой глубины становятся видимыми в форме обильных белесых пятен и белоглазки. Избыток свободных карбонатов способствует образованию слабовыраженных структурных агрегатов, легко вымываемых и выдуваемых из почвы, чем объясняется сильная подверженность карбонатных почв процессам эрозии;
- солонцеватые - морфологическое строение профиля черноземов южных солонцеватых имеет ряд отличительных признаков. Горизонт А характеризуется темно-серой окраской с пепельным налетом. Непосредственно солонцеватость выражается в уплотнении горизонта АВ, темно-коричневой окраске, комковато-призматической структуре и глянце по граням структурных отдельностей. В химическом отношении солонцеватость выражается наличием в почвенно-поглощающем комплексе обменного натрия более 5 % от емкости поглощения.

По мощности гумусовых горизонтов (А+АВ) черноземы южные являются среднеческими и маломощными видами. Средняя мощность гумусовых горизонтов у несмытых среднеческих черноземов составляет 48 - 50 см, у несмытых маломощных черноземов – 35 см, у слабосмытых среднеческих - 42 см, у слабосмытых маломощных – 33 - 35 см, у среднесмытых – 30 см.

По механическому составу черноземы южные представлены тяжело-, средне- и легкосуглинистыми разновидностями. Содержание частиц «физической глины» в верхнем горизонте (Ап) составляет 40,7 - 50,0 % в тяжелосуглинистых, 35,4 - 39,2 % в среднесуглинистых и 23,0 - 28,8 % в легкосуглинистых разновидностях. Преобладающими фракциями в тяжелосуглинистых разновидностях являются ил (26,8 - 37,2 %) и крупная пыль (25,6 - 36,1 %). Среднесуглинистые и легкосуглинистые почвы значительно опесчанены, для первых фракции песка составляют 53,4 - 59,2 %, для вторых - более 60 %.

По содержанию гумуса черноземы южные – малогумусные (4,9 %) и слабогумусированные (2,0 - 3,8 %) виды.

Южные черноземы характеризуются благоприятными физико-химическими свойствами: большой ёмкостью поглощения, высокой обменной способностью. Количество поглощённого кальция достигает 26,4 - 33,2 мг-экв на 100 г почвы в тяжелосуглинистых и несколько меньше в средне- и легкосуглинистых разновидностях – 20,5 - 24,9 мг-экв на 100 г. почвы. Содержание магния колеблется от 6,2 мг-экв до 16,4 мг-экв на 100 г почвы. Для южных черноземов характерно присутствие в почвенно-поглощающем комплексе незначительного количества ионов натрия - 0,04 - 0,63 мг-экв на 100 г почвы.

Реакция почвенного раствора в верхних горизонтах – нейтральная (рН 6,7 - 7,1).

Обеспеченность почв подвижным фосфором низкая - 3,2 - 4,8 мг P₂O₅ на 100 г почвы, обменным калием - высокая 17,5 - 20,0 мг K₂O на 100 г почвы.

Наибольший балл оценки пашни имеет чернозем южный малогумусный среднеческий тяжелосуглинистый – 31,80; наименьший балл имеет чернозем южный слабогумусированный маломощный среднесмытый легкосуглинистый – 18,20.

Черноземы южные карбонатные. Черноземы южные карбонатные характеризуются устойчивым вскипанием от действия 10 %-ной соляной кислоты с поверхности почвы не ниже 30 см, наличием свободных карбонатов кальция по всему почвенному профилю, более светлой окраской гумусового горизонта, непрочной распыленной структурой.

По мощности гумусовых горизонтов (А+АВ) черноземы южные являются среднеческими и маломощными видами. Средняя мощность гумусовых горизонтов у несмытых среднеческих черноземов составляет 48-50 см, у несмытых маломощных черноземов – 35 см, у слабосмытых среднеческих - 42 см, у слабосмытых маломощных – 33 - 35 см, у среднесмытых – 30 см.

По механическому составу черноземы южные представлены тяжело-, средне- и легкосуглинистыми разновидностями. Содержание частиц "физической глины" в верхнем горизонте (Ап) составляет 40,7 - 50,0 % в тяжелосуглинистых, 35,4 - 39,2 % в среднесуглинистых и 23,0 - 28,8 % в легкосуглинистых разновидностях. Преобладающими фракциями в тяжелосуглинистых разновидностях являются ил (26,8 - 37,2 %) и крупная пыль (25,6 - 36,1 %). Среднесуглинистые и легкосуглинистые почвы значительно опесчанены, для первых фракции песка составляют 53,4-59,2 %, для вторых - более 60 %.

По содержанию гумуса черноземы южные – малогумусные (4,9 %) и слабогумусированные (2,0-3,8 %) виды.

Южные черноземы характеризуются благоприятными физико-химическими свойствами: большой ёмкостью поглощения, высокой обменной способностью. Количество поглощённого кальция достигает 26,4 - 33,2 мг-экв на 100 г почвы в тяжелосуглинистых и несколько меньше в средне- и легкосуглинистых

разновидностях – 20,5 - 24,9 мг-экв на 100 г. почвы. Содержание магния колеблется от 6,2 мг-экв до (4,0 - 5,7 %) и слабогумусированные виды (1,2 - 3,7 %).

Емкость поглощения в описываемых черноземах довольно высокая и составляет 36,0 - 46,7 мг-экв на 100 г почвы.

Реакция почвенного раствора в корнеобитаемом слое от нейтральной до сильнощелочной (рН 7,0 - 7,9).

Обеспеченность подвижным фосфором – низкая и средняя, обменным калием – высокая 1,4 - 3,5 мг P₂O₅; 44,0 - 68,0 мг K₂O на 100 г почвы.

Наибольший балл оценки пашни имеет чернозем южный карбонатный слабогумусированный среднетяжелый слабосмытый тяжелосуглинистый – 31,93; наименьший балл имеет чернозем южный карбонатный глубокосолонцеватый глубокосолончаковатый сильнозасоленный слабогумусированный маломощный слабосмытый глинистый – 19,65.

Черноземы южные солонцеватые. Морфологическое строение профиля черноземов южных солонцеватых имеет ряд отличительных признаков. Горизонт А характеризуется темно-серой окраской с пепельным налетом. Непосредственно солонцеватость выражается в уплотнении горизонта АВ, темно-коричневой окраске, комковато-призматической структуре и глянце по граням структурных отдельностей. В химическом отношении солонцеватость выражается наличием в почвенно-поглощающем комплексе обменного натрия более 5 % от емкости поглощения.

Мощность гумусового горизонта у несмытых разновидностей составляет 37 см, у слабосмытых – 32 - 33 см.

По механическому составу данные черноземы – глинистые. Содержание частиц "физической глины" в верхнем горизонте составляет 61,3 - 65,7 %.

По содержанию гумуса черноземы южные солонцеватые – слабогумусированные – (3,5 - 4,0 %) и малогумусные (4,3 %) виды.

Реакция почвенного раствора в верхних горизонтах сильнощелочная (рН 7,7 – 7,8).

Емкость поглощения – 19,2 - 29,1 мг-экв на 100 г почвы. На долю поглощенного натрия приходится 7,0 % от емкости поглощения, что указывает на наличие средней и сильной степени солонцеватости у этих почв. Такой процент натрия приводит к ухудшению физических свойств почв – образованию плотного иллювиального горизонта с крупно-призматической структурой.

Обеспеченность подвижным фосфором низкая - 1,4 – 1,8 мг P₂O₅ на 100 г почвы, обменным калием средняя и высокая - 34,0 - 68,0 мг K₂O на 100 г почвы. Черноземы южные солонцеватые обладают низким плодородием. Бонитет данных почв составляет 19,65 - 20,49.

Смытые и намывные почвы оврагов и балок подразделяются на две группы. Смытые почвы выделены по склонам оврагов и балок. Характеризуются укороченным профилем, почти полным отсутствием гумусового горизонта, бурой окраской, иногда повышенной карбонатностью. Намывные почвы встречаются по днищам оврагов и балок. Характеризуются достаточной мощностью гумусового горизонта за счет аккумуляции почвенных частиц со склонов, темной окраской и комковато-зернистой структурой. Механический состав – разнообразный.

На территории изыскания проведено полевое почвенное исследование с отбором проб из основных почвенных горизонтов. Результаты исследования представлены ниже.

Таблица 2.8 - Результаты химического анализа почвенного покрова по результатам отбора проб из различных почвенных горизонтов

№ п/п	Место отбора	рН, ед	Гумус, %	Обменный Na, %	Сумма токсичных солей, %	Сухой остаток, %	Физическая глина, %
Разрез 1							
1	Глубина 0 - 0,3 м	7,73	3,32	Менее 0,1	Менее 0,05	Менее 0,1	46,3
2	Глубина 0,3 - 0,35 м	7,78	3,32	Менее 0,1	Менее 0,05	Менее 0,1	44,8
3	Глубина 0,35 - 0,7 м	7,82	0,88	0,3	Менее 0,05	0,192	46,2
Разрез 4							
1	Глубина 0 - 0,3 м	7,80	2,79	0,2	Менее 0,05	0,171	50,7

№ п/п	Место отбора	pH, ед	Гумус, %	Обменный Na, %	Сумма токсичных солей, %	Сухой остаток, %	Физическая глина, %
2	Глубина 0,3 - 0,34 м	7,85	1,27	Менее 0,1	Менее 0,05	Менее 0,1	48,4
3	Глубина 0,4 - 0,7 м	7,83	0,82	0,4	Менее 0,05	0,201	49,3

Согласно исследованиям почвенных разрезов черноземных почв на территории изыскания (современные почвенные исследования) среднее содержание гумуса в пахотном слое составляет 3,32 - 2,79 %, мощность гумусового горизонта с содержанием гумуса более 2 % составляет 0,30 - 0,35 м. По механическому составу почвы классифицируются как тяжелый суглинок и легкая глина.

На основании вышеперечисленных фондовых характеристик и результатов химического анализа почвы можно сделать вывод о пригодности данных почв для рекультивации и необходимости снятия плодородного слоя в процессе проведения работ.

Непосредственный участок работ охватывает земли сельскохозяйственного назначения, как пахотные, так и непригодные для распашки из-за особенностей рельефа, а также земли промышленности. Растительный покров представляет собой степное сообщество, а также вторично остепненные земли после распашки или иного использования. При маршрутном обследовании участка изысканий загрязнение территории визуально не обнаружено.

2.5.1 Источники загрязнения почв

В настоящее время основными источником загрязнения в районе объектов строительства являются: сельскохозяйственное производство – смыв удобрений с полей, неконтролируемый выпас скота, деятельность молочных ферм и животноводческих комплексов, неканализованные населенные пункты, а также, действующие нефтепромысловые объекты.

При эксплуатации месторождения основное воздействие оказывается в процессе извлечения нефти и газа, добычи попутной пластовой воды и добычи подземных вод для нефтепромысла.

Возможными источниками загрязнения почв в период строительных работ, а также на период эксплуатации проектируемых сооружений являются:

- хозяйственно бытовые сточные воды и жидкие бытовые стоки (период строительства);
- твёрдые коммунальные отходы (период строительства);
- дождевые и паводковые сточные воды, загрязненные нефтехимпродуктами;
- аварийные ситуации (разрушение емкостей, порывы нефтепроводов).

2.5.2 Состояние почв

На рассматриваемом участке неоднократно проводились почвенные обследования с целью определения состояния почвенного покрова; степени загрязненности почв; закономерностей пространственного распространения техногенного загрязнения в окрестностях объектов предприятия; прогнозирования опасности техногенного загрязнения на окружающую среду (растительность, животный мир и население); разработки системы организационных и агротехнических мероприятий по предотвращению неблагоприятного воздействия техногенных загрязнений на растительность, животных и здоровье людей (создание санитарно-защитных зон, изменение структуры посевных площадей, запрещение пастбы скота в зоне сильной загрязненности и пр.). Работы выполнены аккредитованными лабораториями на договорной основе в рамках оценки современного состояния почв с целью проектирования и внесения в проектную документацию, а также с целью экоаналитического контроля.

В рамках данного проекта выполнены инженерно-экологические изыскания (ИЭИ) и составлен технический отчет по результатам инженерно-экологических изысканий для подготовки проектной документации. Инженерно-экологические изыскания выполнены специалистами отдела инженерных изысканий ООО «СамараНИПИнефть». В материалах инженерно-экологических изысканий собран и проанализирован материал по состоянию почв в районе проектных работ.

Химические анализы выполнены в аккредитованной исследовательской лаборатории ООО «СамараНИПИнефть» (аттестат аккредитации № RA.RU.21AI66 выдан 30 июня 2016г. действителен бессрочно) и в лаборатории научно-аналитического центра промышленной экологии ООО «Уральская комплексная лаборатория промышленного и гражданского строительства» (аттестат аккредитации № 0001608 RA.RU.21YA04 выдан 30 апреля 2015г. действителен бессрочно). Лабораторные исследования на санитарно-бактериологический и паразитологический анализ почв

выполнены в лаборатории научно-аналитического центра промышленной экологии ООО «Уральская комплексная лаборатория промышленного и гражданского строительства» (аттестат аккредитации № 0001608 RA.RU.21YA04 выдан 30 апреля 2015г. действителен бессрочно).

По результатам выполненных инженерных изысканий сделаны следующие выводы:

- в административном отношении район работ расположен в Курманаевском районе Оренбургской области;
- в июне - августе 2019 года на территории проектирования проведено экологическое исследование почв и грунтов;
- на участке производства работ опасных природных и техноприродных процессов не обнаружено;
- несанкционированных свалок, загрязненных и замазученных земельных участков, выходы и скопления производственных и сточных вод, места слива нефтепродуктов и других загрязняющих веществ в полосе отвода не обнаружено;
- с целью оценки состояния почв при проведении изысканий всего было отобрано 10 образцов почв; пробы почв отбирались из верхнего пахотного горизонта (0 - 30 см) методом «конверта» в соответствии с требованиями действующих на момент отбора ГОСТов; химические анализы проб почвы выполнены в лаборатории ООО «СамараНИПИнефть» (аттестат аккредитации № RA.RU.21AI66 выдан 30 июня 2016г. действителен бессрочно) и в лаборатории научно-аналитического центра промышленной экологии ООО «Уральская комплексная лаборатория промышленного и гражданского строительства» (аттестат аккредитации № 0001608 RA.RU.21YA04 выдан 30 апреля 2015г. действителен бессрочно);
- по результатам разовых лабораторных исследований реакция среды почвенного раствора в образцах слабощелочная (рН – 7,9 - 8,0); количественные показатели содержания бенз(а)пирена в почвенных образцах находятся в пределах ПДК; концентрация нитратов не превышает ПДК; концентрация тяжелых металлов и мышьяка не превышает нормативно установленные пределы;
- содержание нефтепродуктов в почве (для пахотного горизонта 0 - 30 см) не превышает фоновые значения для почв Российской Федерации (100 мкг/кг) (Ежегодник. Загрязнение почв Российской Федерации токсикантами промышленного происхождения в 2015 году); по альтернативному методу оценки содержания нефтепродуктов (по таблице 4 Письма МПР РФ № 04-25, Роскомзема № 61-5678 от 27.12.93 г.) уровень загрязнения почвы нефтепродуктами во всех пробах не превышает 1000 мг/кг, что соответствует 1 допустимому уровню загрязнения;
- проведен дополнительный химический анализ почв на содержание полихлорированных бифенилов и пестицидов (7 точек), концентрация во всех исследуемых пробах менее 0,1 мг/кг, химические анализы выполнены в аккредитованном испытательном лабораторном центре ООО «Уральская комплексная лаборатория промышленного и гражданского строительства» (аттестат аккредитации № 0001608 RA.RU.21YA04 выдан 30 апреля 2015г. действителен бессрочно);
- выполнен расчет суммарного коэффициента загрязнения почвы, расчет суммарного коэффициента загрязнения почвы показал, что Z_c не превышает 16, следовательно степень загрязнения почвы допустимая и использование почв с допустимой степенью загрязнения возможно без ограничений, исключая объекты повышенного риска;
- для оценки санитарно-эпидемиологического состояния территории проведен санитарно-бактериологический и паразитологический анализ проб почвы (2 пробы); лабораторные исследования проведены в лаборатории ООО «Уральская комплексная лаборатория промышленного и гражданского строительства» (аттестат аккредитации № 0001608 RA.RU.21YA04 выдан 30 апреля 2015г. действителен бессрочно); результаты проведенного анализа показали, что почва на территории изысканий соответствует требованиям СанПиН 2.1.7.1287-03 по исследованным микробиологическим и паразитологическим показателям и относится к категории «чистая».

В настоящее время в соответствии с «Программой мониторинга состояния окружающей среды на объектах АО «Оренбургнефть» на 2019 год» в районе Ишуевского месторождения ведутся ведомственные наблюдения за состоянием почв, включающие лабораторный контроль 1 раз в год по следующим точкам: 150 м по уклону рельефа от ДНС (Коммунарская), скважин №№ 1851, 1853, 2553 с определением следующих показателей: рН, нефтепродукты, хлориды. Наблюдения за состоянием почв в зоне возможного влияния в 2018 году выполнены аккредитованной испытательной лабораторией ООО «Лаборатория «Центра социальных технологий» (аттестат аккредитации № RA.RU.21ЭМ91 выдан 23.09.2015 г. бессрочно).

2.6 Оценка радиационной обстановки

В рамках работ по проектированию данного объекта 6025П «Сбор нефти и газа со скважины № 443 Ишуевского месторождения» выполнены инженерно-экологические изыскания, в рамках которых в июле 2019 года выполнено радиационное обследование территории, отводимой под проектирование и строительство данного объекта и составлен отчет радиационного обследования земельного участка. В материалах инженерно-экологических изысканий собран и проанализирован материал по состоянию радиационной обстановки в районе проектируемых работ. Протоколы радиологических исследований проб почв в зоне влияния объектов данного месторождения представлены в техническом отчете по инженерно-экологическим изысканиям. Радиационное обследование территории в полосе отвода проектирования по данному объекту 6025П «Сбор нефти и газа со скважины № 443 Ишуевского месторождения» выполнено аккредитованной лабораторией радиационной экологии ООО «СамараНИПИнефть» (действующий аттестат аккредитации № RA.RU.21AI66 от 20.06.2016, дата внесения в реестр аккредитованных лиц 01.06.2016г.).

Обследование проведено в соответствии с требованиями:

- СанПиН 2.6.1.2523-09 «Нормы радиационной безопасности (НРБ-99/2009). Минздрав России. 2009 г.;
- СП 2.6.1.2612-10 Основные санитарные правила обеспечения радиационной безопасности (ОСПОРБ-99/2010). Минздрав России, 2010 г.;
- СанПиН 2.6.1.2800-10 «Гигиенические требования по ограничению облучения населения за счет источников ионизирующего излучения»;
- МУ 2.6.1.2398-08 «Радиационный контроль и санитарно-эпидемиологическая оценка земельных участков под строительство жилых домов, зданий и сооружений общественного и производственного назначения в части обеспечения радиационной безопасности».

Радиационное обследование почвенного покрова на земельном участке под сбор нефти и газа со скважины № 443 заключалось в выполнении контрольных измерений (определение мощности эквивалентной дозы внешнего гамма-излучения и измерение плотности потока радона с поверхности грунта). Измерения проведены с помощью приборов: дозиметр-радиометр МКГ-01-1/1 (заводской № 7896), установка спектрометрическая СКС-99 «Спутник» (заводской № 1833). Измерения проводились на участке общей площадью 14,02 га, предназначенном для сбора нефти и газа со скважин со скважины № 443 Ишуевского месторождения.

Полученные результаты включают в себя основные показатели, формирующие радиационную обстановку: мощность эквивалентной дозы гамма-излучения на открытой территории обследуемого участка, МЭД; удельную активность природных радионуклидов в пробах почвы Ауд.

Измерение мощности эквивалентной дозы гамма-излучения (МЭД) на территории для сбора нефти и газа со скважины № 443 Ишуевского месторождения проводилось по сетке с шагом 10 м и с регистрацией МЭД (всего 141 контрольная точка измерения гамма-фона).

Отбор проб почвы для определения её радионуклидного состава и определение удельной активности радионуклидов, проводились на территории для сбора нефти и газа со скважины № 443 Ишуевского месторождения (всего отобрано и измерено 4 пробы почвы).

По результатам выполненного обследования сделаны следующие выводы:

- локальных радиационных аномалий на участке под застройку не выявлено;
- показания поисковых приборов на земельном участке для сбора нефти и газа со скважины № 443 Ишуевского месторождения: для дозиметра-радиометра МКГ-01-1/1 (заводской № 7896) – среднее значение – 0,13 мкЗв/ч, диапазон - 0,10 - 0,16 мкЗв/ч;
- поверхностных радиационных аномалий на территории не обнаружено;
- максимальное значение мощности дозы гамма-излучения в точках с максимальными показаниями поисковых приборов: для дозиметра-радиометра МКГ-01-1/1 (заводской № 7896) – 0,16 мкЗв/ч;
- согласно проведенным дозиметрическим измерениям следует, что максимальная мощность эквивалентной дозы гамма-излучения на земельном участке для сбора нефти и газа со скважины № 443 Ишуевского месторождения составляет для дозиметра-радиометра МКГ-01-1/1 (заводской № 7896) – $0,16 \pm 0,07$ мкЗв/ч, что не превышает требований ОСПОРБ-99/2010 СП 2.6.1.2612-10 п. 5.2.3. (не более 0,6 мкЗв/ч);
- параметры радиационной безопасности МАЭД гамма-излучения на обследованной территории не превышают нормативного уровня в соответствии с СП 2.6.1.2612-10 «Основные санитарные правила обеспечения радиационной безопасности (ОСПОРБ-99/2010)» и не требуют проведения

противорадиационных мероприятий;

- средняя удельная активность по исследуемому объекту $50,7 \pm 20,3$ Бк/кг, что соответствует требованиям ОСПОРБ-99/2010 СП 2.6.1.2612-10 п. 5.1.5. (не более 370 Бк/кг), для территорий, предназначенных под строительство зданий и сооружений производственного назначения;
- согласно проведенным исследованиям средняя удельная активность радионуклидов на земельном участке, предназначенном для сбора нефти и газа со скважины № 443 Ишуевского месторождения составила: цезия-137 - < 10 Бк/кг, радия-226 – 6,9 Бк/кг, тория-232 – 15,9 Бк/кг, калия-40 – 259,8 Бк/кг;
- загрязнения почвы естественными и техногенными радионуклидами в пробах почвы, отобранных на территории объекта - не обнаружено;
- параметры радиационной безопасности территории для сбора нефти и газа со скважины № 443 Ишуевского месторождения, соответствуют требованиям санитарных правил и нормативов СанПиН 2.6.1.2523-09 «Нормы радиационной безопасности (НРБ-99/2009). Минздрав России. 2009 г. и СП 2.6.1.2612-99/2010 «Основные санитарные правила обеспечения радиационной безопасности (ОСПОРБ-99/2010).

На существующее положение (на момент разработки данной проектной документации) контроль за радиационной обстановкой осуществляется 1 раз в 3 года. «Графиком радиационного экологического контроля АО «Оренбургнефть» на 2019 год на Ишуевском месторождении предусмотрено:

- исследование поверхностных вод (удельная активность Rn-222. Бк/кг, удельная суммарная активность альфа-излучающих радионуклидов, Бк/кг, удельная суммарная активность бета-излучающих радионуклидов, Бк/кг) 1 раз за год: пруд-1 ниже ДНС 500 м;
- проведение дозиметрического контроля (среднее значение МЭД из 3 замеров, мкЗв/ч) 1 раз за год: скважины № 1853 (по 5 точек);
- исследование проб почвы (удельная активность 40K, 232Th, 226Ra, 137Cs, эффективная активность ЕРН, плотность потока радона с почв, мБк/(с*м²) 1 раз за год: на скважине № 1853;
- исследование проб нефти 1 раз за год (удельная активность 40K, 232Th, 226Ra, удельная эффективная активность ЕРН, Бк/кг);

Так же производится сбор радиологических исследований, выполняемых на стадии проектирования строительства и обустройства скважин с целью дальнейшего использования для проведения сравнительного анализа при организации контроля радиационной обстановки в ходе проведения работ на Ишуевском месторождении.

На основании всего вышеизложенного можно сделать следующие выводы:

- представленные сведения дают основание для заключения о низкой естественной радиоактивности поверхности и приповерхностной части геологических образований в районе Ишуевского месторождения;
- результаты исследований в дальнейшем могут использоваться в качестве отправной точки для проведения сравнительного анализа;
- в результате проведенного комплекса исследований на рассматриваемой территории радиоактивных аномалий и проявлений урановой минерализации, заслуживающих внимания, не выявлено;
- радиационный фон поверхностного гамма-поля территории характеризуется низкими значениями МЭД гамма-излучения, которые соответствуют первому (близкларковому) уровню содержания естественных радионуклидов;
- радиационная обстановка в районе на настоящий момент является нормальной (благоприятной) с низкими значениями её физических параметров, опасности для жизнедеятельности не представляет;
- работы по бурению скважин к видимым признакам осложнения радиационной обстановки не привели;
- территория данного участка недр относится к районам с нормальной радиационной обстановкой;
- осуществление каких-либо мер по защите работающих и населения от факторов радиационной опасности в связи с добычей нефти в настоящее время не требуется;
- в процессе дальнейшей эксплуатации Ишуевского месторождения, необходимо предусмотреть проведение периодических и контрольных радиационных обследований в связи с возможностью

2.7 Орогидрография

Описание гидрологических условий района работ дано на основании «Технического отчета по результатам инженерно-гидрометеорологических изысканий для подготовки проектной документации», выполненных в рамках данного проекта в период июнь - август 2019 года.

В гидрологическом отношении рассматриваемая территория принадлежит бассейну реки Бузулук и представлена рекой Бобровка, находящаяся северо-восточнее на расстоянии 5 км, и обильной овражно-балочной сетью.

Река Бобровка – левобережный приток р. Бузулук. Берет начало в 3,0 км северо-западнее от с. Бобровка Курманаевского района Оренбургской области. Водоток имеет длину 63 км, площадь водосбора 1090 км². Общее направление течения – юго-восточное. Район проектирования приурочен к средней левобережной части водосбора. Пойма реки двухсторонняя, шириной до 500 м. Поверхность поймы покрыта луговым разнотравьем и кустарником. Русло извилистое, разветвленное на рукава. Ширина основного русла составляет 3,0 - 8,0 м. Скорость течения в межень не превышает 0,1 м/с.

Овражно-балочная сеть на территории изысканий представлена балками Мокрые и Сухие Прудки, оврагами Олений, Аристархов и Кострыкин дол (бассейн р. Бобровка), и оврагами Горелый и Рябой – (бассейн р. Тананык). На период рекогносцировочного обследования тальвеги всех оврагов были сухими. Сток временный и появляется в период весеннего половодья и обильных дождевых паводков.

Пруды на территории изысканий представлены во множестве и приурочены в основном к тальвегам оврагов. Основное назначение – аккумуляция стока и расходование его в течение года на различные хозяйственно-бытовые нужды.

Водный режим р. Бузулук и ее бассейна соответствует Восточно-Европейскому типу с хорошо выраженным преобладанием стока в весенний период и низкой летне-осенней меженью. Питание их происходит, в основном, за счет талых снеговых вод, на долю которых приходится от 60 до 80 % годового стока для средних рек и 80 – 90 % для малых водотоков.

Весеннее половодье – главная фаза водного режима водных объектов рассматриваемого района. Начинается половодье обычно в конце марта – начале апреля и продолжается в среднем от 3 до 4 дней на малых реках и от 7 до 10 дней в среднем течении р. Бузулук. Продолжительность половодья составляет по данным поста Байгоровка около 27 дней. Подъем уровня воды на р. Бузулук в среднем составляет около 3,0 – 4,0 м, максимальный – 5,9 м у с. Байгоровка, р. Бобровка – 3,5 м, в овражно-балочной сети – не более 2,0 м.

На р. Бобровка в 5,0 км ниже по течению от с. Ромашкино максимальный подъем уровня воды составляет 5,58 м до абсолютной отметки 91,78 м.

Летне-осенняя межень наступает в конце апреля – начале мая. По данным многолетних наблюдений продолжительность межени составляет 180 - 190 дней. В летне-осеннюю межень реки переходят преимущественно на подземное питание. Наименьший сток наблюдается обычно в августе-сентябре. Дождевые паводки бывают редко. В наиболее засушливые годы наблюдается отсутствие стока. Начало зимней межени приходится на первую декаду ноября и продолжается до конца марта. В зимний период реки питаются исключительно подземными водами. Наиболее маловодный период зимней межени наступает в феврале месяце.

Ручьи в оврагах и балках исследуемой территории носят временный характер. Основную часть года тальвеги сухие. Вода может сохраниться в отдельных понижениях рельефа, но течения обычно не образует. В периоды сильных дождей в оврагах возможен активный сток, но подъем уровня от дождевых паводков обычно меньше подъемов от таяния снега. Исключением являются овраги и лощины с малыми и очень малыми водосборами, где во время сильных дождей возможен активный сток и максимальные в году подъемы воды. По результатам рекогносцировочного обследования и картографическим материалам подъемы уровней воды в оврагах не превышают 1,0 м и не выходят за пределы бровок.

Ледообразование на реках исследуемой территории начинается чаще всего в первой-второй декаде ноября. Замерзание рек начинается с появлением заберегов. Сала и осеннего ледохода не бывает.

Ледовый покров устойчивый, сплошной, лед ровный, кристаллический, лишь в местах выхода грунтовых вод образуются полыньи. Толщина льда на р. Бузулук к концу зимы достигает от 1,0 до 1,5 м на плесах и от 0,4 до 0,5 м на перекатах. Средняя продолжительность периода ледостава, по данным водомерного поста у с. Байгоровка, составляет 147 дней.

Вскрытие ледового покрова на р. Бузулук, продолжающийся от 3 до 13 дней, на излучинах реки сопровождается заторами, создающими подпор уровня на вышерасположенных участках. В отдельные годы ледохода не бывает и лед тает на месте. На р. Бобровка ледохода не наблюдается, лед тает на месте

В целях поддержания благоприятного гидрологического и гидрохимического режимов рек и других водных объектов устанавливаются водоохранные зоны, представляющие собой территорию, на которой устанавливается специальный режим для предотвращения засорения, загрязнения и истощения вод. Создание водоохранной зоны является составной и неотъемлемой частью природоохранных мероприятий.

Водоохранной зоной является территория, примыкающая к акватории рек, озер и водохранилищ, на которой устанавливается специальный режим хозяйственной и иных видов деятельности с целью предотвращения загрязнения, засорения, заиления и истощения водных объектов.

Согласно ст. 65 «Водоохранные зоны и прибрежные защитные полосы» «Водного Кодекса», № 74 ФЗ от 03.06.06, размеры и границы водоохранных зон и прибрежных защитных полос устанавливаются исходя из физико-географических, почвенных, гидрологических и других условий.

Ширина водоохранной зоны рек или ручьев устанавливается от их истока для рек или ручьев протяженностью:

- до десяти километров - в размере пятидесяти метров;
- от десяти до пятидесяти километров - в размере ста метров;
- от пятидесяти километров и более - в размере двухсот метров.

Для реки, ручья протяженностью менее десяти километров от истока до устья водоохранная зона совпадает с прибрежной защитной полосой. Радиус водоохранной зоны для истоков реки, ручья устанавливается в размере пятидесяти метров.

Ширина водоохранной зоны озера, водохранилища, за исключением озера, расположенного внутри болота, или озера, водохранилища с акваторией менее 0,5 квадратного километра, устанавливается в размере пятидесяти метров.

В пределах водоохранной зоны запрещается:

- использование сточных вод для удобрения почв;
- размещение кладбищ, скотомогильников, мест захоронения отходов производства и потребления, радиоактивных, химических, взрывчатых, токсичных, отравляющих и ядовитых веществ;
- осуществление авиационных мер по борьбе с вредителями и болезнями растений;
- движение и стоянка транспортных средств (кроме специальных транспортных средств), за исключением их движения по дорогам и стоянки на дорогах и в специально оборудованных местах, имеющих твердое покрытие.

В границах водоохранных зон допускаются проектирование, размещение, строительство, реконструкция, ввод в эксплуатацию, эксплуатация хозяйственных и иных объектов при условии оборудования таких объектов сооружениями, обеспечивающими охрану водных объектов от загрязнения, засорения и истощения вод в соответствии с водным законодательством и законодательством в области охраны окружающей среды.

В границах водоохранных зон устанавливаются прибрежные защитные полосы, на территориях которых вводятся дополнительные ограничения хозяйственной и иной деятельности.

Ширина прибрежной полосы для рек и озер устанавливалась от среднемноголетнего уреза воды в летний период в зависимости от характеристики прилегающих к водоисточникам угодий и крутизны склонов.

Ширина прибрежной защитной полосы устанавливается в зависимости от уклона берега водного объекта и составляет тридцать метров для обратного или нулевого уклона, сорок метров для уклона до трех градусов и пятьдесят метров для уклона три и более градуса.

Ширина прибрежной защитной полосы озера, водохранилища, имеющих особо ценное рыбохозяйственное значение (места нереста, нагула, зимовки рыб и других водных биологических ресурсов), устанавливается в размере двухсот метров независимо от уклона прилегающих земель.

Границы прибрежных полос закрепляются информационными водоохранными знаками. Водоохранные знаки намечаются с учетом сложившегося отрицательного воздействия на водные объекты; в данном проекте в местах пересечения рек проектируемыми трассами. Водоохранные знаки

устанавливаются в водоохранной зоне со стороны прибрежной полосы и указывают на особый режим ведения хозяйственной деятельности в целях уменьшения антропогенного воздействия на гидрографическую сеть.

В пределах прибрежных защитных полос запрещается:

- распашка земель;
- размещение отвалов размываемых грунтов;
- выпас сельскохозяйственных животных и организация для них летних лагерей, ванн.

Согласно ст. 65 «Водоохранные зоны и прибрежные защитные полосы» «Водного Кодекса», № 74 ФЗ от 03.06.2006 г. минимальный размер водоохранных зон для рек и водоемов принимается равной:

- река Бобровка – 100 м;
- ширина водоохранной зоны для озер и прудов – 50 м;
- ширина прибрежных полос – 50 м;
- для водных объектов овражной сети минимальная ширина водоохранной зоны – 50 м. совпадает с размерами прибрежной защитной полосы и составляет

Проектируемые сооружения располагаются за пределами водоохранных зон поверхностных водотоков и на значительном расстоянии от поверхностных водных источников.

В связи с тем, что:

- водные объекты находятся на значительном расстоянии от района работ (ширина водоохранной зоны рек, с учетом их протяженности составляет 50 – 200 м);
- установление ВОЗ – прерогатива органов государственной власти и для рассмотренных поверхностных источников водоохранная зона не установлена (ближайшие водные объекты отсутствуют в государственном водном реестре),

водоохранные зоны водных объектов в пределах района проектируемых работ показаны условно, с целью ограничения хозяйственной и иной деятельности (при отсутствии установленных уполномоченными органами водоохранных зон недопустимо устанавливать их самостоятельно в проектной документации).

Водоохранные зоны водных объектов в пределах района проектируемых работ показаны на ситуационной карте (см. Приложение В).

Следует отметить, что все воздействия, оказываемые в этот период строительства, носят временный характер.

2.8 Гидрогеологическая характеристика

Гидрогеологическая характеристика района работ дана на основании «Технического отчета по результатам инженерно-экологических изысканий для подготовки проектной документации», выполненных в рамках данного проекта в период июнь - август 2019 года.

По схеме гидрогеологического районирования Оренбургской области описываемая территория расположена в пределах Общесыртовского бассейна подземных вод третьего порядка.

В зоне активного водообмена находятся водоносные горизонты и комплексы, приуроченные к неоген-четвертичным и триасово-юрским отложениям.

Выдержанным водоупором в этой осадочной толще является сульфатно-галогенная толща кунгурского яруса нижней перми.

В разрезе осадочной толщи выделяются зоны активного водообмена, затрудненного и весьма затрудненного водообмена (зона застойного режима). Зона активного водообмена представляет наибольший интерес для данной работы, т.к. именно в этой зоне аккумулируется большая часть ресурсов пресных подземных вод, используемых для хозяйственно-питьевого водоснабжения. Формирование происходит под преобладающим воздействием физико-географических факторов.

Распространение первых от поверхности водоносных горизонтов и комплексов, перспективных для хозяйственно-питьевого водоснабжения, показано на схематической гидрогеологической карте.

По особенностям условий залегания водовмещающих пород, условиям питания, транзита и разгрузки, своеобразию химического состава вод на рассматриваемой территории в зоне активного водообмена выделяются следующие гидрогеологические подразделения:

- неоген-четвертичный водоносный комплекс (N-Q);
- триасово-юрский водоносный комплекс (Т-Ј);
- неоген-четвертичный водоносный комплекс (N-Q).

Водоносный горизонт представлен порово-пластовыми водами в песчано-глинистых отложениях. Водосодержащие отложения комплекса в целом представлены породами неогена (миоцена и плиоцена) и четвертичного возраста (от эоплейстоцена до современных). Глубина залегания вод комплекса колеблется в пределах 0,5 – 50 м и более от поверхности земли. Источником питания водоносного комплекса являются атмосферные осадки, поверхностные воды, а также напорные воды нижележащих водоносных комплексов. Дренируется водоносный комплекс чаще гидрографической сетью и очень редко родниками. По химическому составу воды комплекса на большей части своего распространения пресные, минерализация их от 0,04 до 1,0 г/кг. По составу гидрокарбонатные кальциевые, натриевые, реже гидрокарбонатно-сульфатные кальциевые или магниевые. Грунтовые воды до глубины 10 – 23 м на участке проведения работ отсутствуют. Воды данного водоносного горизонта являются перспективными для водоснабжения как небольших населенных пунктов, так и для использования в качестве источника централизованного водоснабжения крупных городов.

Триасово-юрский водоносный комплекс (Т-Ј)

Водоносный горизонт представлен порово-трещинно-пластовыми водами. Верхнеюрские отложения представлены в большей мере глинистыми породами. Наиболее обводненными и перспективными для решения вопросов водоснабжения являются нижнетриасовые образования. Между триасовым и юрским водоносными отложениями, имеющими общую территориальную приуроченность, наблюдается гидравлическая связь, значительное сходство как по составу водовмещающих пород, так и по степени и характеру обводненности, что позволило рассматривать их как единый водоносный комплекс. Рассматриваемый водоносный комплекс представляет собой пестроцветную песчано-глинистую толщу, в которой водосодержащими являются разномеристые, часто глинистые пески, песчаники, алевролиты, конгломераты, галечники, реже мергели. Глубина до воды колеблется от первых метров в долинах рек до 80 – 100 м на водоразделах, абсолютные отметки изменяются от 136 до 49 м, уменьшаясь от водоразделов к речным долинам, в основном в западном направлении. Химический состав и минерализация подземных вод комплекса довольно разнообразны. Минерализация вод изменяется от менее 0,5 до 3,0 г/кг. Среди пресных вод широко представлены гидрокарбонатные натриевые и гидрокарбонатно-хлоридные натриевые с минерализацией менее 0,5 г/кг. Питание водоносного комплекса происходит в основном за счет инфильтрации атмосферных осадков на площади развития безнапорных вод и частично за счет подтока напорных вод из нижележащих отложений. Разгрузка происходит овражно-балочной и речной сетью. Родниковый сток невелик. Триасово-юрский водоносный комплекс имеет большое практическое значение, наиболее перспективны нижнетриасовые водосодержащие образования. Для слабо обводненных территорий этот водоносный комплекс является важным источником для организации водоснабжения.

2.8.1 Оценка условий защищенности подземных вод от загрязнения нефтепродуктами с поверхности земли

Оценка защищенности грунтовых и напорных вод производится на основании гидрогеологической характеристики района.

Под защищенностью подземных вод от загрязнения понимаются условия, препятствующие проникновению с поверхности веществ и химических соединений, не свойственных подземным водам в естественных условиях.

По гидрологическим условиям первыми от поверхности на рассматриваемой территории залегают подземные воды современных четвертичных отложений.

Подземные воды неоген-четвертичного водоносного комплекса можно считать незащищенными, поскольку глубина их залегания не превышает 10 м, а мощность перекрывающих пород не достигает 2 м. Питание горизонта осуществляется в основном, за счет инфильтрации атмосферных осадков, поверхностных вод, а также напорных вод нижележащих водоносных комплексов. Воды данного водоносного горизонта являются перспективными для водоснабжения как небольших населенных пунктов, так и для использования в качестве источника централизованного водоснабжения крупных городов.

Водоносный комплекс триасово-юрских отложений относится к условно защищенному. Глубина его залегания составляет 20 - 50 м. Мощность перекрывающих слабопроницаемых пород колеблется от 5 до 15 м. Питание водоносного комплекса происходит в основном за счет инфильтрации атмосферных осадков на площади развития безнапорных вод и частично за счет подтока напорных вод из

нижележащих отложений. Для слабо обводненных территорий этот водоносный комплекс является важным источником для организации водоснабжения.

2.9 Оценка существующей техногенной нагрузки на поверхностные и подземные воды в районе расположения объекта

2.9.1 Показатели геохимического состояния поверхностных и подземных вод

Уровень загрязнения поверхностных и подземных вод определяется наличием потенциальных источников загрязнения и возможностью поступления в воды загрязняющих веществ. В настоящее время территория рассматриваемой площади испытывает техногенные нагрузки, поэтому, состояние геологической среды будет определяться параметрами техногенного фона.

На рассматриваемой территории неоднократно проводились обследования с целью определения состояния и степени загрязненности поверхностных и подземных вод. Работы выполнены аккредитованными лабораториями на договорной основе в рамках оценки современного состояния поверхностных и подземных вод с целью проектирования и внесения в проектную документацию, а также с целью экоаналитического контроля.

В настоящее время в соответствии с «Программой мониторинга состояния окружающей среды на объектах АО «Оренбургнефть» на 2019 год» в районе Ишуевского месторождения ведутся ведомственные наблюдения за состоянием **поверхностных** вод, включающие лабораторный контроль с периодичностью 2 раз в год по следующим точкам: пруд-1 ниже 500 м ДНС, пруд-2 за лесопосадкой в районе скважины № 44, пруд-3 за месторождением у ВЛ-35 в 2,3 км от скважины № 1832 (определяемые показатели: цветность, мутность, окисляемость, температура, взвешенные вещества, pH, сухой остаток, жесткость, БПК-5, ХПК, хлориды, сульфаты, гидрокарбонат-ион, карбонат-ион, железо, кальций, магний, натрий+калий, фосфаты, нитраты, нитриты, соли аммония, СПАВ, нефтепродукты).

Наблюдения за состоянием поверхностных вод в 2018 году выполнены аккредитованной испытательной химико-аналитической лабораторией № 8 АО «Оренбургнефть» (аттестат аккредитации № RA.RU.21БИ01 от 24.04.2017г.).

В настоящее время в районе Ишуевского месторождения ведутся ведомственные наблюдения за состоянием **подземных вод**. На предприятии имеется «Проект мониторинга подземных и поверхностных вод на Ишуевском месторождении», ООО НПФ «Нефтехпроект», г. Оренбург, 2009 год. На месторождении создана сеть мониторинга за состоянием подземных вод и ежегодно составляется отчет о результатах выполненных работ по ведению мониторинга подземных и поверхностных вод на месторождениях АО «Оренбургнефть». Ежегодное обследование территорий месторождения и инспектирование режимных сетей наблюдательных скважин производится с целью оценки техногенной нагрузки на подземные и поверхностные воды и определения технического состояния наблюдательных скважин специализированного наблюдательного объекта (СНО) на месторождениях АО «Оренбургнефть». В соответствии с «Программой ведения мониторинга подземных вод на месторождениях АО «Оренбургнефть» на 2019 год» пробы отбираются: 2 раза в год на полный химический анализ (ПХА: сухой остаток, pH, взвешенные вещества, жесткость, цветность, хлориды, сульфаты, гидрокарбонат-ион, карбонат-ион, кальций-ион, магний-ион, нитриты, нитраты, соли аммония, окисляемость, мутность, нефтепродукты, железо) с наблюдательных скважин №№ 43, 44. Во всех пробах определяются приоритетные показатели качества воды для нефтяных месторождений (нефтепродукты).

Наблюдения за состоянием подземных вод в 2018 году выполнены аккредитованным испытательным лабораторным центром филиала ФБУЗ «Центр гигиены и эпидемиологии в Оренбургской области» (аттестат аккредитации испытательного лабораторного центра № РОСС.RU.0001.510115 от 18.05.2016 г.).

В рамках данного проекта выполнены инженерно-экологические изыскания и составлен Технический отчет по результатам инженерно-экологических изысканий для подготовки проектной документации. Инженерно-экологические изыскания выполнены специалистами отдела инженерных изысканий ООО «СамараНИПИнефть». В материалах инженерно-экологических изысканий собран и проанализирован материал по состоянию поверхностных и подземных вод.

Поверхностные воды

В техническом отчете по инженерно-экологическим изысканиям собран и проанализирован материал по состоянию поверхностных вод в районе проектируемых работ. Определение качественного состава поверхностных вод в районе работ выполнено по результатам обследования ООО «СамараНИПИнефть». Анализ химического состава поверхностных вод производится по

результатам отбора проб воды из ручья в пруду за лесопосадкой и р. Бобровка. Химические анализы выполнены в аккредитованной исследовательской лаборатории ООО «СамараНИПИнефть» (аттестат аккредитации № RA.RU.21AI66 выдан 30 июня 2016г. действителен бессрочно).

По результатам анализа вода из **р. Бобровка** смешанная по анионам и катионам, с минерализацией по сухому остатку 974,75 мг/л (0,975 ПДК) и величиной общей жесткости 13,2 мг-экв/л. Водородный показатель (рН) равен 7,5, что соответствует нормативному интервалу. Веществами, нарушающими нормы, являются кальций (1,11 ПДК), магний (1,27 ПДК), железо (1,1 ПДК) сульфаты (2,16 ПДК), марганец (18 ПДК). Биохимическое потребление кислорода за 5 суток (БПК 5) составляет 1,25 мг/л (0,60 ПДК). Из веществ антропогенного или преимущественно антропогенного происхождения фенолы находятся в пределах нормы и составляют менее 0,5 ПДК. Содержание нефтепродуктов не превышает 0,02 мг/л (0,4 ПДК). По коэффициенту комплексности загрязненности поверхностная вода имеет средний уровень загрязнения (II категория качества).

По результатам анализа вода из **пруда** натриево-кальциевая смешанная по анионам, с минерализацией по сухому остатку 438,0 мг/л (0,44 ПДК) и величиной общей жесткости 6,8 мг-экв/л. Водородный показатель (рН) равен 7,4, что соответствует нормативному интервалу. Веществами, нарушающими нормы, являются сульфаты (1,16 ПДК), марганец (17 ПДК). Биохимическое потребление кислорода за 5 суток (БПК 5) составляет 1,5 мг/л (0,71 ПДК). Из веществ антропогенного или преимущественно антропогенного происхождения фенолы находятся в пределах нормы и составляют менее 0,5 ПДК. Содержание нефтепродуктов не превышает 0,02 мг/л (0,4 ПДК). По коэффициенту комплексности загрязненности поверхностная вода имеет средний уровень загрязнения (II категория качества).

Подземные воды

В техническом отчете по инженерно-экологическим изысканиям собран и проанализирован материал по состоянию подземных вод в районе проектируемых работ. При проведении рекогносцировочного обследования на территории проектируемого строительства сотрудниками отдела инженерных изысканий было произведено опробование ближайшего к проектируемым объектам водопункта: водозаборная скважина в селе Бобровка.

Химические анализы по результатам современного отбора выполнены в лаборатории ООО «СамараНИПИнефть» (аттестат аккредитации № RA.RU.21AI66 выдан 30 июня 2016г. действителен бессрочно) и в аккредитованном испытательном лабораторном центре ООО «Уральская комплексная лаборатория промышленного и гражданского строительства» (аттестат аккредитации № 0001608 № RA.RU.21YA04).

По результатам химических анализов вода в селе Бобровка характеризуется смешанным составом по катионам и анионам, сухой остаток составляет 725 мг/л (0,73 ПДК), существует превышение по жесткости 10,4 мг-экв/л (1,49 ПДК). Содержание компонентов не превышает допустимых концентраций. Концентрации веществ антропогенного происхождения незначительны и не выходят за пределы допустимых значений: синтетические поверхностно-активные вещества (СПАВ) составляют менее 0,02 ПДК, нефтепродукты – менее 0,2 ПДК, фенолы менее 0,005 ПДК. По коэффициенту комплексности загрязненности поверхностная вода имеет низкий уровень загрязнения (I категория качества).

Полученные результаты химического состава подземных вод следует принять за фоновые значения для территории, примыкающей к участку проектируемого строительства.

2.10 Характеристика растительного и животного мира

Согласно геоботаническому районированию территория изысканий относится к Евгенинско-Заволжской степной подпровинции Заволжско-Казахстанской степной провинции Причерноморско-Казахстанской подобласти Евразийской степной области.

Более узкое разделение данной территории относить исследуемую часть Общего Сырта к Иргизско-Самарскому флористическому району.

Территория района работ расположена в подзоне разнотравно-типчаково-ковыльных степей.

Район намечаемой деятельности характеризуется преобладанием природно-антропогенных (вторичных) ландшафтов, представленных пашней, пастбищами, сенокосами над природными (коренными), к которым относятся реки и островные байрачные лески (колки).

Большая часть рассматриваемой территории распахана. Целинные участки с естественной травянистой растительностью, в большей степени измененной, сохранились лишь по поймам рек, оврагам, балкам, небольшим участкам вдоль дорог и холмам с эродированными почвами. Растительный покров, в целом, не отличается большим разнообразием, однако в связи с неоднородностью условий

местообитания (рельефа, влажности, степени засоленности почв и т.д.) представляет собой ряд отличительных друг от друга растительных группировок. Среди естественных растительных сообществ выделяются фитоценозы настоящих степей. Реже встречаются сообщества комплексных солонцеватых и солонцовых степей, а также сухих остепненных низинных лугов.

Зональная растительность

Сообщества настоящих степей, получившие развитие на черноземах южных, приурочены к равнинному и слабопокатому рельефу. В их травостое преобладают узколистные злаки, не образующие сплошной дернины. Среди них доминирует ковыль Лессинга (ковылок) – один из засухоустойчивых ковылей, являющийся ландшафтным растением настоящих степей региона. Кодоминантом выступает плотномелкодерновинный злак - овсяница бороздчатая (типчак), к нему примешиваются следующие злаки: ковыль тырса, житняк ширококолосый, костер кровельный, костер безостый, мятлик луковичный, пырей. Разнотравье играет подчиненную роль и представлено полынками австрийской (полынком) и Лерха, тысячелистником обыкновенным, спорышем, марью душистой, лебедой татарской, рогачем песчаным, икотником серо-зеленым и другими видами. Растительность склонов северной экспозиции богаче, чем южной. На южных склонах процент разнотравья сокращается, уступая место типчаку, ковылям, полынку, полынкам белой и черной.

Фитоценозы комплексных солонцеватых и солонцовых настоящих степей, развитые на черноземах южных солонцеватых и солонцах черноземных, приурочены преимущественно к понижениям рельефа (дну балок, оврагов, ложбинам стока, промоинам). Травостой здесь изрежен, почти полностью отсутствуют ковыли, господствуют типчак ипыльнь белая, к которой примешиваются и другие галоксерофиты: полыни черная и Лерха, грудница шерстистая, прутняк простертый, бескильница расставленная и т.д.

Места близкого залегания грунтовых вод и лучшего увлажнения заняты зарослями степных кустарников. Основным видом здесь является чилига. Ей сопутствуют спирея городчатая и бобовник миндалевидный.

Интразональная растительность

Участки сухих остепненных низинных лугов встречаются редко, они приурочены к долине реки Бобровка, днищам оврагов и балок. Для них характерно преобладание злаков: полевицы белой, мятлика лугового, пырея ползучего, типчака, костра безостого. Мезоксерофитное разнотравье, играющее подчиненную роль, представлено полынком, спорышем, тысячелистником благородным, подорожниками большим и средним, лапчаткой гусиной, цикорием обыкновенным, шалфеем луговым, кровохлебкой лекарственной, клевером луговым, донником белым и др.

Лесистость территории лицензионного участка составляет 6,5 %, 5,8 % из которых приходится на долю искусственных лесонасаждений (посадок и полезащитных лесных полос из клена ясенелистного, карагача, ясеня, акации желтой, смородины золотистой) и лишь 0,7% - на естественную лесную растительность - островной байрачный колок площадью 7,5 га в северной части лицензионного участка. В его древостое преобладают дуб черешчатый и вяз мелколистный. Большая часть территории лицензионного участка распахана. Естественные растительные сообщества сохранились лишь по оврагам и балкам. Они объединяют фитоценозы равнинных и крутосклоновых, а также комплексных солонцеватых и солонцовых настоящих степей. Сообщества настоящих степей представлены улучшенной житняковой, полынково-типчаковой, ковыльно-полынково-типчаковой и луковичномятликово-типчаковой растительными модификациями. Продуктивность их травостоя составляет 1,8 - 5,0 центнеров сена с гектара. Фитоценозы комплексных солонцеватых и солонцовых настоящих степей представлены белополынно-типчаковой и типчаково-белополынной группировками.

Залежные участки имеют бурьяновую и пырейную стадии. Здесь наиболее распространены: пырей ползучий, полынь горькая, цикорий обыкновенный, полынок, белена черная, татарник колючий, тысячелистник благородный, ромашка непахучая, коровяки фиолетовый и восточный. Степень засоренности полей сорняками колеблется от средней до сильной. Злостными сорняками являются овсюг обыкновенный, осоты белый и розовый. Кроме того встречаются однолетние яровые - просо куриное, гречишка вьюнковая; однолетние зимующие – ярутка полевая, молокан татарский; корнеотпрысковые - молочай лозный, вьюнок полевой.

Рассматриваемая территория характеризуется преобладанием природно-антропогенных (вторичных) ландшафтов над природными. Большая часть некогда существовавших здесь степных ландшафтов распахана и вторично остепнена. Для полноценного восстановления коренных степных ландшафтов необходимо длительное время, следовательно, данная территория не отличается таким высоким биоразнообразием, которое характерно для первичных разнотравно-типчаково-ковыльных степей.

При проведении полевых работ краснокнижных объектов растительного мира на территории под проектируемые объекты обнаружено не было. В связи со значительной антропогенной нарушенностью изыскиваемой территории, встреча представителей растительного мира, занесённых в Красную книгу, непосредственно на участке работ маловероятна. Имеющаяся растительность состоит из представителей разнотравно-типчаково-ковыльного травостоя. Непосредственно в районе намечаемой деятельности растительные сообщества представлены агроценозом (пашней). Редкие виды растений здесь отсутствуют.

Состояние наземной растительности качественно характеризует состояние воздушного бассейна и почвенного покрова.

Полевое обследование растительности в полосе отвода и на прилегающих территориях проводилось в рамках инженерно-экологических изысканий. При проведении рекогносцировочного обследования, проводимого для предварительной оценки состояния природной среды, угнетение растительного покрова и наличие сухостоя деревьев на обследованной территории не отмечено. Непосредственно в районе намечаемой деятельности растительные сообщества представлены агроценозом (пашней). Занесенных в Красную книгу видов растений на территории, отводимой под строительство, не обнаружено.

Животный мир

Согласно ландшафтно-зоогеографическому районированию территория месторождения расположена в Южном степном округе Уральско-Барабинской степной провинции. Видовой состав фауны в районе работ достаточно богат, что обусловлено разнообразием природных условий степей, лугов, рек и оврагов, а также наличием многочисленных убежищ, укрытий, мест удобных для обитания и гнездования.

Из позвоночных животных для степных сообществ рассматриваемой территории наиболее характерны многочисленные норные грызуны: малый суслик, большой тушканчик, полевая мышь, обыкновенный хомяк, обыкновенная полевка, степная пеструшка, обыкновенная слепушонка, степная мышовка. Типичным обитателем степей является заяц-русак, селящийся в зарослях бурьяна, густой травы, куртинах кустарников. Более крупные млекопитающие немногочисленны, это представители отряда хищных: обыкновенная лисица и степной хорек. В составе авиафауны степных зооценозов рассматриваемой территории - дневные хищники из отряда соколообразных, среди которых наиболее часто встречаются обыкновенная пустельга и кобчик. Из мелких воробьиных, обитающих в степи, следует отметить полевого жаворонка. Из пресмыкающихся - прыткую ящерицу.

С лесными сообществами рассматриваемой территории связана жизнь лесных птиц: большого пестрого дятла, серой мухоловки, мухоловки-пеструшки, обыкновенной овсянки, ушастой совы, представителей семейства славковых, а также млекопитающих: лесной мыши, обыкновенного ежа и немногочисленной на данной территории - сибирской косули.

Фауна птиц водных сообществ представлена обычными видами: кряква и чирок-свистун (семейство утиные). В реке Бобровка и прудах обитают обычные, широко распространенные виды рыб: пескарь, плотва, серебряный карась, (семейство карповые); окунь, ерш (семейство окуневые); на участках поймы, заросших кустарником, встречается водяная полевка. На сырых лугах околводных сообществ обычна желтая трясогузка. В прибрежных кустарниках и луговых травах поселяются коростель и лысуха (семейство пастушковые). Из пресмыкающихся в околводных биоценозах встречается обыкновенный уж, из земноводных - озерная лягушка и зеленая жаба.

Если оценивать животное население данной территории в целом по биомассе, можно сделать вывод: наибольший удельный вес принадлежит беспозвоночным – малощетинковым и круглым червям, а также насекомым: отдельным семействам жесткокрылых (хрущи, долгоносики, щелкуны, чернотелки, усачи и др.), чешуекрылых (совки, пяденицы, огневки), прямокрылых (саранчовые, кузнечиковые), цикадовым, клопам и др. Жизнь большинства насекомых связана с почвой. Это, в первую очередь, различные муравьи, мухи, жуки.

В засушливые и жаркие годы в дельтах и долинах крупных степных рек сильно размножается перелетная саранча. Большой вред сельскохозяйственным культурам наносит не крупная саранча - итальянский прус.

Ишуевское месторождение расположено в районе с преимущественно сельскохозяйственными ландшафтами. И фауна этой территории ничем не отличается от смежных, сформировавшихся под воздействием человеческой деятельности. Первичные природные комплексы в этих местах давно преобразованы в агроценозы. Значительная часть животного мира представлена синантропными видами. Это, прежде всего, птицы семейства врановых, легко приспосабливающиеся к антропогенным изменениям среды: грач, серая ворона, галка, сорока. К этой группе относятся также такие виды птиц, как деревенская ласточка, ломовой воробей, сизый голубь. В поисках корма птицы из населенных

пунктов могут улетать на поля, пастбища, при этом посещая территорию рассматриваемого участка недр. Из животных это серая полевка, полевая и домовая мыши, большой суслик. Редкие виды животных в районе намечаемой деятельности отсутствуют. Непосредственно в районе намечаемой деятельности среди животных преобладают норные грызуны и беспозвоночные, большинство из которых является вредителями сельскохозяйственных растений. Обитание здесь редких животных маловероятно.

Редкие виды животных в районе намечаемой деятельности отсутствуют. Обитающие здесь животные адаптированы к жестким антропогенным условиям. Поэтому, воздействие проектируемых нефтегазодобывающих объектов данного участка недр на животный мир будет минимальным. Занесенных в Красную книгу видов животных на территории, отводимой под строительство, постоянно обитающих или гнездящихся не обнаружено.

2.11 Охраняемые природные территории

В административном отношении проектируемые объекты расположены на территории Курманаевского района Оренбургской области

По данным Министерства природных ресурсов, экологии и имущественных отношений Оренбургской области ООПТ Оренбургской области федерального значения являются:

- Государственный природный заповедник «Оренбургский», организован Постановлением Совета Министров РСФСР от 12.05.1989 года № 156 «О создании Государственного заповедника «Оренбургский» Государственного комитета РСФСР по охране природы в Оренбургской области» (площадь заповедника составляет 21653 га, площадь охранной зоны – около 12925 га. Заповедник состоит из 4 участков, расположенных в Первомайском, Беляевском, Кувандыкском и Светлинском районах Оренбургской области);
- в 2007 году на территории особо ценного лесного массива «Бузулукский бор» организован национальный парк «Бузулукский бор» на основании распоряжения Правительства РФ от 02.06.2007 г. № 709-р «Об учреждении национального парка «Бузулукский бор». Площадь национального парка составляет 106788,28 га, расположен на территории Бузулукского района Оренбургской области, а также Богатовского, Борского и Кинель-Черкасского районов Самарской области. Учреждение, отвечающее за охрану ООПТ – ФГУ «Национальный парк «Бузулукский бор» создано на основании распоряжения Правительства РФ от 29.12.2007 г. № 1952-р;
- Государственный природный заповедник «Шайтан-Тау» общей площадью 6726 га Кувандыкского лесничества Оренбургской области на границе с Республикой Башкортостан - Постановление от 9 октября 2014 года № 1035 «Об учреждении государственного природного заповедника "Шайтан-Тау".

В соответствии с письмом Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации (Минприроды России) от 20.02.2018 № 05-12-32/5143 (О предоставлении информации для инженерно-экологических изысканий) особо охраняемые природные территории федерального значения (заповедники, национальные парки и др.) на территории Курманаевского района Оренбургской области (в том числе и на территории проектируемого объекта) **отсутствуют**.

Ниже приведено краткое описание памятников природы регионального значения Курманаевского района. Описание памятников природы областного значения по объектам, площадям и местоположению приведено в соответствии с Постановлением Правительства Оренбургской области № 121-п от 25.02.2015г. «О памятниках природы областного значения Оренбургской области» (в ред. Постановлений Правительства Оренбургской области от 24.02.2016 N 124-п, от 06.02.2018 N 54-п, от 11.05.2018 N 272-п, от 29.05.2019 N 333-п).

Таблица 2.9 - Охраняемые природные территории

№ п/п	Наименование	Площадь (га)	Местонахождение	Профиль / Объекты охраны	Статус
1	2	3	4	5	6
Курманаевский район					
1	Сапрыкин сад	6,0	в 2 км к югу от с. Даниловка. Курманаевское участковое лесничество	Лесокультурный / Остатки сада, заложенного в конце 19 века	Действующий
2	Шулаевские леса	392,0	в 14 км к востоку от с. Курманаевка. Курманаевское	Ботанический / Водораздельные дубово-вязово-	Действующий

ПРИРОДНО-КЛИМАТИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ И ОЦЕНКА СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ ПРИРОДНОЙ СРЕДЫ РАЙОНА НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

№ п/п	Наименование	Площадь (га)	Местонахождение	Профиль / Объекты охраны	Статус
1	2	3	4	5	6
			участковое лесничество	березово-осиновые колки	
3	Скворцовская дубрава	62,0	в 1 км к юго-западу от с. Скворцовка. Курманаевское участковое лесничество	Ботанический / Пойменная дубрава	Действующий
4	Гришкина гора (Спиридоновская гора)	5,0	в 2 км к северо-западу от с. Спиридоновка	Геологический / Высшая точка Мелового Сырта со старыми горными выработками. Обнажения отложений нижневолжского яруса, содержащие ископаемую фауну	Действующий
5	Дворянский лес	49,6	в 10 км к северо-востоку от пос. Волжский. Курманаевское участковое лесничество, кв. 10	Ландшафтный / Байрачно-сыртовая дубрава	Действующий
6	Олений овраг	4,0	в 3 км к северо-западу от с. Бобровка. Курманаевское участковое лесничество	Геологический / Опорные разрезы отложений нижнего триаса и отложений апшеронского яруса неогена	Действующий
7	Лабазинская дубрава	555,0	в 1 км к востоку от с. Лабазы. Курманаевское участковое лесничество, кв. 17–20	Ботанический / Пойменные ивово-вязово-дубовые леса	Действующий
8	Родничный лес	0,5	в 4 км к северо-западу от с. Кандауровка. Курманаевское участковое лесничество	Гидрогеологический / Родник в вершине лесистого оврага	Действующий
9	Сосновый бор М.В. Пудовкина	287,88	в 1 км к юго-востоку от с. Ромашкина. Курманаевское участковое лесничество	Лесокультурный / Искусственный сосновый бор	Действующий
10	Русско-Швейцарские колки	208,0	в 2,5-6,5 км западнее с. Егорьевка. Курманаевское участковое лесничество, кв. 27, 28, 30	Ботанический / Лесостепной ландшафт с дубово-березовыми колками	Действующий
11	Тарпановские обрывы	4,0	в 3 км к западу от с. Даниловка	Геологический / Разрез глинистых сланценосных отложений нижневолжского яруса юры, типичный для горючесланцевого бассейна Заволжья и Причаганья	Действующий

№ п/п	Наименование	Площадь (га)	Местонахождение	Профиль / Объекты охраны	Статус
1	2	3	4	5	6
12	Макаровский овраг	2,0	в 7,5 км к северо-западу от с. Сергеевка	Геологический / Разрез глинистых сланценосных отложений нижневолжского яруса юры	Действующий
13	Шабаловская степь	50,0	в 2 км к северо-востоку от с. Шабаловка	Ландшафтный / Степное сообщество (ковыльно#типчакотор азнотравное) с эталонным разрезом южных черноземов	Действующий
14	Большой Шихан	15,0	в 5,5 км к северо-востоку от с. Семеновка	Геоморфологический / Эрозионный останец со степной разнотравно злаковой растительностью	Действующий
15	Даниловская Острая Шишка («Шпиль»)	1,0	в 1 км к ЮВ от с. Даниловка	Не имеет высокой научной информационной ценности как геологический объект. Типичный останцовый холм с рядовым разрезом верхнеюрских глин	Лишен статуса памятника природы областного значения**
16	Шабаловские (Макаровские) шишки	6,0	в 8 км к ЮЗ от с. Покровка. Покровская сельская администрация; АО «Победа»	Не имеет высокой научной информационной ценности как геологический объект. Типичные останцы с рядовым разрезом глин верхней юры	Лишен статуса памятника природы областного значения**
17	Лес Широкий	18,7	в 8,5 км к северу от с. Ромашкино. Межхозлесхоз «Курманаевский», АО им. Горького	Не является уникальным ландшафтным объектом со сложной морфоструктурой геосистемы. не связан со специфическими биотопами и редкими сообществами. Имеет сохраняемые аналоги	Лишен статуса памятника природы областного значения**
18	Лес Обвальный	20,0	в 4,5 км к СВ от с. Семеновка. Межхозлесхоз «Курманаевский», кв. 12 (выд. 7-10); АО «Волжское»	Не является уникальным ландшафтным объектом со сложной морфоструктурой геосистемы. Не связан со специфическими биотопами и редкими сообществами. Имеет сохраняемые аналоги	Лишен статуса памятника природы областного значения**
19	Лес Матюнин	34,0	в 6 км к северу от с. Ромашкино. Межхозлесхоз «Курманаевский»; АО им. Горького	Не является уникальным ландшафтным объектом со сложной морфоструктурой геосистемы. Не связан	Лишен статуса памятника природы областного значения**

№ п/п	Наименование	Площадь (га)	Местонахождение	Профиль / Объекты охраны	Статус
1	2	3	4	5	6
				со специфическими биотопами и редкими сообществами. Имеет сохраняемые аналоги	
20	Сосны в Черемушкинском долу	1,0	в 4,5 км к югу от п. Волжский. Межхозлесхоз «Курманаевский»; АО «Волжское»;	Не является уникальным ландшафтным объектом со сложной морфоструктурой геосистемы. Предлагается сохранить в качестве объекта историко-культурного значения	Лишен статуса памятника природы областного значения**
21	Дубовый лес (Грачевская дубрава)	55,0	в 2,5 км к СЗ от с. Грачевка. Межхозлесхоз «Курманаевский»	Не является уникальным ландшафтным объектом со сложной морфоструктурой геосистемы. Не связан со специфическими биотопами и редкими сообществами. Имеет сохраняемые аналоги	Лишен статуса памятника природы областного значения**

Примечания:

* - Профиль и объекты охраны приведены в соответствии со «Сводным списком особо охраняемых природных территорий (ООПТ) Российской Федерации» (в двух частях) (справочник), Москва, 2006 год.

** - В соответствии с Постановлением Правительства Оренбургской области № 121-п от 25.02.2015г. «О памятниках природы областного значения Оренбургской области» (в ред. Постановлений Правительства Оренбургской области от 24.02.2016 N 124-п, от 06.02.2018 N 54-п, от 11.05.2018 N 272-п, от 29.05.2019 N 333-п) органам местного самоуправления муниципальных образований Оренбургской области рекомендовано обеспечить сохранность природных объектов, лишенных статуса памятника природы областного значения, в том числе путем объявления их особо охраняемыми природными территориями местного значения.

В соответствии с:

- постановлением Правительства Оренбургской области № 121-п от 25.02.2015г. «О памятниках природы областного значения Оренбургской области» (в ред. Постановлений Правительства Оренбургской области от 24.02.2016 N 124-п, от 06.02.2018 N 54-п, от 11.05.2018 N 272-п, от 29.05.2019 N 333-п);
- письмом Министерства природных ресурсов, экологии и имущественных отношений Оренбургской области (О выдаче справки) (см. Технический отчет по результатам инженерно-экологических изысканий для подготовки проектной документации)

непосредственно в районе строительства проектируемых объектов, охраняемые природные территории **областного и местного значения отсутствуют.**

Район производства проектируемых работ к настоящему времени неоднократно изучен и уже претерпел ряд изменений в результате продолжительной сельскохозяйственной и промышленной эксплуатации; здесь существует разветвлённая сеть инженерных коммуникаций, представленной нефте- и газопроводами, водоводами, ЛЭП, кабельными линиями и другие промышленные объекты.

Вывод: непосредственно в районе строительства проектируемого объекта, охраняемые памятники природы различного ранга и статуса отсутствуют. Проектируемые объекты находятся на значительном расстоянии, и указанные территории не затрагиваются. Воздействие проектируемого объекта на состояние особо охраняемых территорий, мест обитания, питания и размножения охраняемых видов животных, путей миграции животных не предвидится в связи с их отсутствием.

2.12 Охраняемые памятники истории и культуры

Объекты культурного наследия (памятники истории и культуры) народов Российской Федерации представляют собой уникальную ценность для всего многонационального народа Российской Федерации и являются неотъемлемой частью всемирного культурного наследия. В связи с этим необходимо учитывать режим регулирования хозяйственной деятельности в зоне памятников, следовательно, проектирование и проведение землеустроительных, земляных, строительных и иных работ на территории памятника или ансамбля запрещаются, за исключением работ по сохранению объектов культурного наследия.

В случае обнаружения на территории, подлежащей хозяйственному освоению, объектов, обладающих признаками объекта культурного наследия в проекты проведения землеустроительных, земляных, строительных, мелиоративных, хозяйственных и иных работ должны быть внесены разделы об обеспечении сохранности обнаруженных объектов до включения данных объектов в реестр, а действие положений землеустроительной, градостроительной и проектной документации, градостроительных регламентов на данной территории приостанавливается до внесения соответствующих изменений. Хозяйственная и иная деятельность на территориях объектов культурного наследия производится по согласованию с государственными органами по охране культурного наследия.

Ниже приведено краткое описание памятников археологии Курманаевского района.

Описание памятников археологии областного значения по объектам и местоположению приведено в соответствии с:

- постановлением Законодательного Собрания Оренбургской области № 118/21-ПЗС от 6 октября 1998 года приложение № 2;
- приказом Министерства культуры и внешних связей Оренбургской области № 87 от 09.04.2013 (об утверждении списка выявленных объектов культурного наследия (объектов археологического наследия) Оренбургской области).

Перечень охраняемых памятников археологии областного значения Курманаевского района приведен в таблице 2.10.

Таблица 2.10 - Перечень памятников археологии областного значения

№ п/п	Название памятника	Местоположение
Курманаевский район		
В соответствии с постановлением Законодательного Собрания Оренбургской области № 118/21-ПЗС от 6 октября 1998 года приложение № 2		
1	Курганный могильник 3 Ефимовский	с. Ефимовка, на ЮЗ окраине села
2	Курганный могильник Кандауровский	с. Кандауровка, в 1,5 км к ЮВ от села
3	Одиночный курган	с. Костино, в 4 км к ВСВ от села
4	Курганный могильник 1	с. Озерки, на С окраине села
5	Курганный могильник 3	с. Озерки, в 2 км к ЮВ от села
6	Курганный могильник Петровский	с. Петровка, в 0,5 км к СВ от села
7	Курганный могильник 1 Родионовский	с. Родионовка, в 2 км к З от села
В соответствии с приказом Министерства культуры и внешних связей Оренбургской области № 87 от 09.04.2013 (об утверждении списка выявленных объектов культурного наследия (объектов археологического наследия) Оренбургской области)		
1	I курганный могильник у п. Волжский	п. Волжский, в 5 км к юго-юго-востоку от поселка, на водоразделе р. Бобровка и р. Тананык
2	Одиночный курган у п. Волжский	п. Волжский, в 1,4 км к северо-северо-востоку от поселка, в 3,5 км к западу находится с. Бобровка
3	Одиночный курган 1 у с. Гаршино	с. Гаршино, в 2 км к западу от села
4	Одиночный курган II у с. Гаршино	с. Гаршино, 3,5 км к северо-северо-востоку от села
5	Одиночный курган III у с. Гаршино	с. Гаршино, 2,5 км к юго-юго-востоку от села
6	Курганный могильник 1 у с. Гаршино	с. Гаршино, в 2 км к северо-северо-западу от села
7	Одиночный курган 1 у с. Грачевка	с. Грачевка, в 6,5 км к юго-юго-востоку от села
8	Курганный могильник 1 у с. рачевка	с. Грачевка, в 6 км к югу от села
9	Курганный могильник I у с. Даниловка	с. Даниловка, в 0,9 км к юго-юго-западу от села, в 1,3 км к юго-юго-востоку от кладбища села

№ п/п	Название памятника	Местоположение
10	Курганный могильник II у с. Даниловка	с. Даниловка, в 1 км к югу от села
11	Курганный могильник III у с. Даниловка (I курганный могильник у с. Даниловка по Н.Л. Моргуновой)	с. Даниловка, в 4 км к северо-востоку от села, в 5,6 км к северо-западу от с. Спиридоновка
12	Курганный могильник IV у с. Даниловка	с. Даниловка, в 4,6 км к югу от села, в 4,6 км к северу от юго-восточной окраины с. Бобровка
13	IV курганный могильник у с. Курманаевка	с. Курманаевка, в 3,5 км к западу от села, в 2 км к западу от автодороги «Бугульма – Уральск»
14	II курганный могильник у с. Кутуши	с. Кутуши, в 1,5 км к юго-юго-востоку от села, в 2,5 км к северо-востоку от с. Михайловка
15	Одиночный курган у п. Междулесье	п. Междулесье, в 0,8 км к северу от поселка
16	I курганный могильник у с. Покровка	с. Покровка, в 8 км к юго-западу от села, в 2 км к юго-западу от Макаровского пруда
17	II курганный могильник у с. Покровка	с. Покровка, в 10 км к юго-западу от села, в 2 км к юго-востоку от Макаровских шишек
18	III курганный могильник у с. Покровка	с. Покровка, в 12 км к северо-западу от села, в 1 км к востоку от границы Оренбургской и Самарской областей
19	IV курганный могильник у с. Покровка	с. Покровка, в 6 км к юго-западу от села
20	Одиночный курган 1 у с. Ромашкино	с. Ромашкино, в 4,5 км к северо-северо-западу от села
21	Одиночный курган 2 у с. Ромашкино	с. Ромашкино, в 4 км к северо-западу от села
22	Курганный могильник 1 у с. Ромашкино	с. Ромашкино, в 5 км к северо-северо-западу от села
23	Курганный могильник 2 у с. Ромашкино	с. Ромашкино, в 1,3 км к северу от села, в 5,7 км к востоку-юго-востоку от с. Семеновка
24	Одиночный курган у с. Савельевка	с. Савельевка, в 2,7 км к северо-востоку от села, в 4 км к юго-западу от с. Суриково
25	Курганный могильник Савельевский	с. Савельевка, в 4,6 км востоку-юго-востоку от села
26	Одиночный курган у с. Семеновка	с. Семеновка в 0,3 км к северу от села
27	Курганный могильник IV	с. Скворцовка, в 4,5 км к северо-западу от села, в 6,5 км к юго-западу от с. Лабызы
28	Одиночный курган Гришкина гора	с. Спиридоновка в 1,9 км к западу-северо-западу от села
29	Курганный могильник Гришкина Гора	с. Спиридоновка, в 1,7 км к северо-западу от села, в 4,3 км к юго-востоку от с. Даниловка
30	Спиридоновский I одиночный курган	с. Спиридоновка, в 1,5 км к юго-западу от села, в 6,5 км к северу от с. Семеновка
31	Спиридоновский II одиночный курган	с. Спиридоновка, в 2,8 км к юго-западу от села, в 5,2 км к северо-северо-западу от с. Семеновка
32	Одиночный курган у с. Ферাপонтовка	с. Ферাপонтовка, в 2 км к северо-западу от села
33	I одиночный курган Шулаевка	с. Курманаевка, в 12 км к востоку от села
34	Курганный могильник Шулаевка	с. Курманаевка, в 12 км к юго-востоку от села

В рамках работ по проектированию и инженерно-экологических изысканий проведено археологическое обследование земельных участков предполагаемого строительства. Объектами данных работ являлись непосредственно земельные участки, подлежащие хозяйственному освоению.

На основании архивных данных было установлено, что в результате предшествующих исследований на территории месторождения и непосредственно на заявленных земельных участках объектов археологического наследия не значится. Поиск археологических объектов производился путем визуального осмотра местности.

По результатам археологического обследования объектов, обладающих признаками историко-культурного наследия с точки зрения археологии, не обнаружено. Министерство культуры, общественных и внешних связей Оренбургской области как государственный орган охраны объектов культурного наследия не возражает против строительства вышеуказанного объекта (письмо Министерства культуры, общественных и внешних связей Оренбургской области представлено в Техническом отчете по результатам инженерно-экологических изысканий).

Вывод: на основании выше сказанного можно сделать вывод, что непосредственно в районе строительства охраняемых памятников археологии, и выявленных объектов культурного наследия нет.

Земляные, строительные, мелиоративные, хозяйственные и иные работы должны быть немедленно приостановлены исполнителем работ в случае обнаружения объекта, обладающего признаками объекта культурного наследия. Согласно статьи 49 ФЗ от 25.06.2002 г. № 73-ФЗ объекты археологического наследия находятся в государственной собственности.

2.13 Социально - экономические условия района проектируемых работ

Курманаевский район находится в западной части Оренбургской области и граничит: на севере - с Бузулукским, на востоке - с Тоцким, на юге с - Первомайским районами, на западе - с Самарской областью.

На территории Курманаевского района расположены: 15 сельских поселений, 35 населенных пунктов. Наиболее крупные населенные пункты: с. Курманаевка (4475 человек); п. Лабызы (2396 человек); с. Андреевка (1387 человек); с. Ефимовка (1200 человек). На территории района проживает 16,5 тыс. чел.

Район расположен в степной почвенно-климатической зоне, особенностью которой является резко-континентальный климат.

Район хорошо освоен и довольно плотно заселен, плотность сельского населения составляет 5,7 чел/км², что меньше, чем в среднем по области (6,4 чел/км²). Численность населения в районе в последние годы практически не увеличивается: сокращается рождаемость и растет смертность, т.е. происходит старение населения. Доля населения в трудоспособном возрасте составляет 57,0 %, что ниже, чем в среднем по области (60,7 %). Значительно превышает общеобластной показатель (19,6 %) доля лиц старше трудоспособного возраста (24,0 %). В национальном составе населения наиболее многочисленными группами являются русские, чуваша и мордва (таблица 6.1). В общей численности населения удельный вес мужчин составляет 47,4 %, женщин – 52,6 %.

Таблица 2.11 – Национальный состав населения Курманаевского района Оренбургской области

Национальности	Процентное соотношение, %
Русские	88,0
Чуваши	4,5
Мордва	1,3

Минерально-сырьевые ресурсы территории представлены месторождениями нефти (Гаршинское, Бобровское, Курманаевское, Тананыкское, Герасимовское, Спиридоновское, Южно-Спиридоновское, Долговское, Шулаевское), горючих сланцев (Тарпаново-Гришкинское, Общесыртовское) и строительных материалов – кирпичные глины (Андреевское-2).

В экономике района преобладает сельскохозяйственное производство (растениеводство и животноводство), промышленность развита слабо и ориентирована, в основном, на переработку сельскохозяйственной продукции (молокозаводы, мельзаводы, инкубаторные станции). В районном центре также находятся предприятия, обслуживающие сельскохозяйственное производство и занимающиеся ремонтом и эксплуатацией электрооборудования, обеспечением удобрениями, перевозкой грузов и обслуживанием сельхозтехники.

Разработку нефтяных месторождений района осуществляет АО «Оренбургнефть».

Медицинское обслуживание населения Курманаевского района осуществляется государственным бюджетным учреждением здравоохранения «Курманаевская РБ», в составе которого одна центральная районная больница, шесть амбулаторий и 24 фельдшерско-акушерских пункта.

В районе имеется 16 общеобразовательных школ, 12 детских дошкольных образовательных организаций, и два учреждения дополнительного образования: Детская юношеская спортивная школа и Центр развития творчества детей и юношества. Обучается в системе дошкольного и школьного образования 2444 человека.

В районе имеются дома досуга и творчества – 28, библиотек – 21, одна музыкальная школа с тремя ее филиалами.

Район является производителем сельскохозяйственной продукции (зерно, мясо, молоко). Производством сельскохозяйственной продукции на территории района занимаются 1 закрытое

акционерное общество, 1 акционерное общество, 11 обществ с ограниченной ответственностью, 2 СПК (колхозов), 68 крестьянско-фермерских хозяйств, 2 из которых являются юридическими лицами.

На территории с. Курманаевка имеется дорожно-ремонтное управление ГУП «Оренбургдорремстрой», ГБУ «Курманаевское райветуправление».

Основное направление по специализации большинства хозяйств: зерново-мясо-молочное.

В животноводстве ведущей отраслью является мясомолочное скотоводство, дополнительным – свиноводство.

Отопительные производственные котельные для отопления жилфонда имеются только в с. Курманаевка, которыми отапливаются многоэтажные жилые дома и социальная сфера.

Территория района пересечена магистральными и отводными трубопроводами. Газифицированы села: Лабызы, Скворцовка, Курманаевка, Кандауровка, Ромашкино, Покровка, Костино, Лаврентьевка, Шабаловка, Грачевка, Кутуши, Кретовка, Краснояровка, Васильевка, Гаршино, п. Волжский, Михайловка, Андреевка, Сергеевка, Ефимовка, Суриково, Бобровка, Петровка, Семеновка, Ивановка, Байгоровка, Егорьевка, Федоровка. Проведено электроотопление в селах: Родионовка, Междулесье, Озерки, Спиридоновка, Савельевка, Даниловка.

Волжский сельсовет – муниципальное образование в составе Курманаевского муниципального района Оренбургской области. Находится в западной части области, в рамках муниципального района расположено в его западной части. В состав муниципального образования входят: поселок Волжский, село Семеновка, село Бобровка, село Спиридоновка, село Даниловка. Площадь муниципального образования 38553 га, площадь населенных пунктов 855,3 га. На севере МО граничит с Самарской областью и Бузулукским районом. На западе МО граничит с Самарской областью. На юге МО граничит с Лаврентьевским сельсоветом Курманаевского района. На востоке МО граничит с Ромашкинским сельсоветом Курманаевского района. На территории муниципального образования находятся участки следующих месторождений нефти: Бобровское, Севастьяновское, Тананыкское, Ишуевское, Спиридоновское, Южно-Спиридоновское, Герасимовское месторождения.

Водоснабжение МО осуществляется за счет подземных артезианских источников. Открытых водозаборов нет. Протяженность водопроводных сетей составляет 10 км. Износ водонапорных башен и насосных станций составляет 80 %. Необходимость проведения капитального ремонта водопровода обусловлена износом водопроводной сети на 75 %, что негативно сказывается на его надежности. Частые порывы в сети приводят к утечке питьевой воды, перебоям в подаче воды населению на период ремонтных работ. В условиях большого процента изношенности водопровода проблема обеспеченностью населения питьевой водой может обостриться.

2.14 Медико-демографические показатели

В 2017 году в районе зарегистрировано 142 человека (2016 год -180 чел.) родившихся и 263 человека (2016 год – 284 чел.) умерших. По сравнению с 2016 годом уровень рождаемости сократился на 21,1 %, уровень смертности сократился - на 7,4 %.

Естественная убыль населения в 2017 году увеличилась по сравнению с прошлым годом на 16,4 % и составила 121 человек.

В 2017 году коэффициент рождаемости составил 8,8 на 1000 человек населения (2016 г – 11,1 на 1000 человек населения). Коэффициент смертности составил 16,3 на 1000 человек населения (2016 год - 17,5 на 1000 человек населения)

Число зарегистрированных браков в 2017 году составило 81, т. е. сократилось на 1,2 % по сравнению с 2016 годом, число выданных документов о разводах – 75, т. е. увеличилось на 5,6 % по сравнению с прошлым годом.

В 2017 году на территорию МО Курманаевский район прибыло 338 человек, наибольшее количество иностранных граждан прибыло из следующих республик СНГ и стран дальнего зарубежья: с частными целями: Казахстан – 35 человек, Грузия - 2 человека, Узбекистан – 30 человек, Армения – 3 человека, Азербайджан - 6 человек, Молдова -1 человек, Литва – 1 человек, Кыргызстан – 2 человека, Узбекистан – 30 человек.

С целью осуществления трудовой деятельности: из Узбекистана - 65 человек, Кыргызстана - 7 человек, Молдовы – 5 человек, Казахстана – 6 человек, Таджикистан – 2 человека, Украина – 1 человек.

Убыло с территории района 225 человек. Миграционный прирост (превышение числа прибывших над числом выбывших) составил 113 человек.

Данные по медико-демографическим показателям приведены на основании Государственного доклада «О состоянии санитарно-эпидемиологического благополучия населения в Оренбургской области в 2017 году».

Анализ медико-демографических показателей Оренбургской области показал, что в многолетней динамике с 2008 года численность населения снизилась на 66112 чел, с 2055701 человека в 2008 году до 1989589 человек в 2016 году, ежегодно в среднем до 7 - 8 тыс. человек из-за смертности населения и миграционных процессов.

В многолетней динамике ежегодно снижается численность сельского населения и составила в 2016 году в общей структуре – 40 %.

Доля населения трудоспособного возраста составила 55,5 %, что ниже прошлогоднего уровня (56,4 %) на 1,7 %, и отмечается динамика к снижению. Численность детского населения (0–14) составила 377405 человек, что на 39,7 % больше, чем пожилого населения (65+) 270081 человек.

В половой структуре удельный вес женщин составил 53,5 %, мужчин – 46,5 %. Женщин на 137767 тысяч, больше чем мужчин.

Ожидаемая продолжительность жизни при рождении среди населения области в 2016 году составила 70,6 лет, в том числе среди мужчин – 64,9 лет, среди женщин – 76,2 лет и в многолетней динамике отмечается стабильная тенденция к росту.

В 2016 году в области зарегистрирован отрицательный естественный прирост населения (- 0,1). По данным территориального органа Федеральной службы государственной статистики по Оренбургской области показатель рождаемости в 2016 году снизился относительно 2015 года на 5,6 % и составил 13,4 на 1000 населения; смертности – 13,5 на 1000 населения, что ниже предыдущего уровня на 3,6 %.

Таблица 2.12 - Динамика естественного движения населения Оренбургской области в сравнении с данными по Российской Федерации (РФ) и Приволжскому федеральному округу (ПФО)

Год	Показатель на 1 000 населения								
	Рождаемость			Смертность			Естественный прирост		
	Область	РФ	ПФО	Область	РФ	ПФО	Область	РФ	ПФО
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2007	12,1	11,3	11,1	14,6	14,6	15,2	-2,5	-3,3	-4,1
2008	12,8	12,1	11,8	14,6	14,6	15,1	-1,9	-2,5	-3,3
2009	13,3	12,4	12,1	13,8	14,2	14,6	-0,5	-1,8	-2,5
2010	14,1	12,5	12,4	14,5	14,2	15,0	-0,4	-1,7	-2,6
2011	13,9	12,6	12,4	14,3	13,5	14,3	-0,4	-0,9	-1,9
2012	14,8	13,3	13,3	14,1	13,3	14,0	+0,7	-	-0,7
2013	14,8	13,2	13,3	13,9	13,0	13,9	+0,9	+0,2	-0,6
2014	14,6	13,3	13,3	14,2	13,1	13,9	+0,4	+0,2	-0,6
2015	14,2	13,3	13,3	14,0	13,0	13,9	+0,2	+0,3	-0,6
2016	13,4	12,9	12,8	13,5	12,9	13,6	-0,1	-0,01	-0,8

Положительный естественный прирост зарегистрирован в 15 территориях области: в г.г. Оренбурге, Бузулуке, Соль-Илецком городском округе и 12 сельских административных районах: Домбаровском, Оренбургском, Адамовском, Акбулакском, Ташлинском, Первомайском, Сакмарском, Илекском, Беляевском, Октябрьском, Тоцком, Тюльганском. Курманаевский район не вошел в перечень административных районов с положительным естественным приростом.

В структуре основных причин смерти населения области первое ранговое место занимают болезни системы кровообращения – 607,8 на 100 тыс. населения (45,0 %), второе место – прочие причины смерти – 236,6 на 100 тыс. населения (17,5 %), третье место – новообразования – 224,0 на 100 тыс. населения (16,6 %) и, далее в порядке убывания: внешние причины – 125,4 на 100 тыс. населения (9,3 %), болезни органов пищеварения – 76,9 на 100 тыс. населения (5,7 %), болезни органов дыхания – 45,0 на 100 тыс. населения (3,3 %), инфекционные и паразитарные болезни – 34,6 на 100 тыс. населения (2,6 %).

При ранжировании первичной заболеваемости всего населения области за многолетний (2006–2016 гг.) период выявлено 12 территорий, в которых показатель первичной заболеваемости всего населения превышает областной среднемноголетний показатель 829,8 на 1000 населения. В Курманаевском районе показатель заболеваемости всего населения превышает областной среднемноголетний показатель (таблица 6.3).

При ранжировании первичной заболеваемости взрослого населения области за многолетний (2006–2016 гг.) период выявлено 13 территорий, в которых показатель первичной заболеваемости взрослого населения превышает областной среднемноголетний показатель 600,3 на 1000 взрослого

населения. В Курманаевском районе показатель заболеваемости взрослого населения превышает областной среднемноголетний показатель (таблица 6.3).

При ранжировании первичной заболеваемости детского населения области за многолетний (2006–2016 гг.) период выявлено 9 территорий, в которых показатель первичной заболеваемости детского населения превышает областной среднемноголетний показатель – 1755,9 на 1000 детского населения. В Курманаевском районе показатель первичной заболеваемости детского населения не превышает областной среднемноголетний показатель (таблица 6.3).

При ранжировании первичной заболеваемости подросткового населения области за многолетний (2011–2016 гг.) период выявлена 21 территория, в которых показатель первичной заболеваемости подросткового населения превышает областной среднемноголетний показатель – 1660,9 на 1000 подросткового населения. В Курманаевском районе показатель первичной заболеваемости подросткового населения превышает областной среднемноголетний показатель.

Таблица 2.13 - Ранжирование территорий Оренбургской области по первичной заболеваемости

Территории	Среднемноголетний показатель (на 1 000)	Ранг
1	2	3
Всего населения за 2006 – 2016 гг.		
Оренбургская область	829,8	
Курманаевский район	897,3	5
Взрослого населения за 2006 – 2016 гг.		
Оренбургская область	600,3	
Курманаевский район	681,7	4
Детского населения за 2006 – 2016 гг.		
Оренбургская область	1755,9	
Курманаевский район	1716,7	10
Подросткового населения за 2006 – 2016 гг.		
Оренбургская область	1660,9	
Курманаевский район	2424,2	4

3 ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ

3.1 Оценка воздействие объекта на земельные ресурсы

Прямое воздействие на земельные ресурсы при строительстве и эксплуатации проектируемых объектов заключается в изъятии земельных угодий под строительство объектов, а также в нарушении структуры плодородного слоя на изъятых под строительство землях.

3.1.1 Потребность строительства в земельных площадях

Обоснование площади земельных участков приняты в соответствии с Разделом 2 «Проект полосы отвода» 6025П-П-041.000.000-ППО-01 Том 2.

Проектируемые объекты находится в районе Ишуевского месторождения на землях Волжского сельсовета Курманаевского района Оренбургской области. Площадь испрашиваемого земельного участка – 49,86640 га:

- во временное пользование – 39,04190 га,
- в постоянное пользование (бессрочное) – 10,82450 га.

Категория отводимого земельного участка под проектируемые объекты – земли сельскохозяйственного назначения. На изымаемых землях нет зданий и сооружений, которые необходимо сносить или переносить в другое место.

Расчет площадей по землепользователям, видам и срокам пользования приведен в таблице в таблице 3.1.

Таблица 3.1 - Расчет изымаемых земель

Наименование сооружения	Площадь участка, га	Кол-во, шт	В долгосрочное пользование (га)- 21 год					Во временное пользование (га) - 1год				
			Всего, га	В том числе				Всего, га	В том числе			
				Пашня	Пастбище (выгон)	Лес	Прочие земли		Пашня	Пастбище (выгон)	Лес	Прочие земли
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Сбор нефти и газа со скважины № 443 Ишуевского месторождения												
Курманаевский район												
1. МО Волжский сельсовет												
Земельный участок под кабельную линию КЛ-6кВ	0,0016		0	0	0	0	0	0,0016	0,0016	0	0	0
Земельный участок под обустройство подъездного пути к емкости дренажной	0,0065		0	0	0	0	0	0,0065	0,0065	0	0	0
Земельный участок под опоры ВЛ-6кВ	0,0148		0,0148	0,0011	0,0137	0	0	0	0	0	0	0
Земельный участок под кабельную линию	0,0027		0	0	0	0	0	0,0027	0,0027	0	0	0
Земельный участок под узел приема ОУ	0,0005		0,0005	0,0005	0	0	0	0	0	0	0	0
Земельный участок под емкость дренажную	0,0005		0,0005	0,0005	0	0	0	0	0	0	0	0
Земельный участок под выкидной трубопровод от скв. №443	1,2922		0	0	0	0	0	1,2922	0,0261	1,2635	0	0,0026
Земельный участок под трассу ВЛ-6кВ	0,2807		0	0	0	0	0	0,2807	0,0307	0,25	0	0
Земельный участок под стойкой КИП	0,0003		0,0003	0	0,0003	0	0	0	0	0	0	0
Земельный участок под опознавательный знак	0,0003		0,0003	0	0,0003	0	0	0	0	0	0	0
Земельный участок под подъездной путь к скв. №443	1,3781		1,3781	0,7831	0,595	0	0	0	0	0	0	0
Земельный участок под обустройство подъездного пути к скв. №443	1,9321		0	0	0	0	0	1,9321	1,3045	0,6276	0	0
Земельный участок под подъездной путь к емкости дренажной	0,0105		0,0105	0,0105	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего по землям МО Волжский сельсовет	4,9208		1,405	0,7957	0,6093	0	0	3,5158	1,3721	2,1411	0	0,0026

Наименование сооружения	Площадь участка, га	Кол-во, шт	В долгосрочное пользование (га)- 21 год					Во временное пользование (га) - 1год				
			Всего, га	В том числе				Всего, га	В том числе			
				Пашня	Пастбище (выгон)	Лес	Прочие земли		Пашня	Пастбище (выгон)	Лес	Прочие земли
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
2. 56:16:0000000:3017 Собственность КХ Пахомова С.В.												
Земельный участок под кабельную линию КЛ-6кВ	0,0182		0	0	0	0	0	0,0182	0,0182	0	0	0
Земельный участок под молниеотвод	0,0002		0,0002	0,0002	0	0	0	0	0	0	0	0
Земельный участок под обустройство подъездного пути к емкости дренажной	0,0028		0	0	0	0	0	0,0028	0,0028	0	0	0
Земельный участок под емкость дренажную	0,0023		0,0023	0,0023	0	0	0	0	0	0	0	0
Земельный участок под узел приема ОУ	0,0015		0,0015	0,0015	0	0	0	0	0	0	0	0
Земельный участок под кабельную линию	0,0111		0	0	0	0	0	0,0111	0	0	0	0,0111
Земельный участок под выкидной трубопровод от скв. №443	2,7626		0	0	0	0	0	2,7626	2,7083	0	0	0,0543
Земельный участок под стойкой КИП	0,0006		0,0006	0,0004	0	0	0,0002	0	0	0	0	0
Земельный участок под подъездной путь к скв. №443	0,0102		0,0102	0,0102	0	0	0	0	0	0	0	0
Земельный участок под опоры ВЛ-6кВ	0,0019		0,0019	0,0019	0	0	0	0	0	0	0	0
Земельный участок под обустройство подъездного пути к скв. №443	0,0219		0	0	0	0	0	0,0219	0,0219	0	0	0
Земельный участок под опознавательный знак	0,0005		0,0005	0,0005	0	0	0	0	0	0	0	0
Земельный участок под монтажную площадку	0,2164		0	0	0	0	0	0,2164	0,2164	0	0	0
Земельный участок под трассу ВЛ-6кВ	0,0443		0	0	0	0	0	0,0443	0,0443	0	0	0
Земельный участок под площадкой выхода	0,0899		0	0	0	0	0	0,0899	0,0899	0	0	0
Земельный участок под площадкой забуривания	0,1458		0	0	0	0	0	0,1458	0,1458	0	0	0
Всего по землям	3,3302		0,0172	0,017	0	0	0,0002	3,313	3,2476	0	0	0,0654

Наименование сооружения	Площадь участка, га	Кол-во, шт	В долгосрочное пользование (га)- 21 год					Во временное пользование (га) - 1год				
			Всего, га	В том числе				Всего, га	В том числе			
				Пашня	Пастбище (выгон)	Лес	Прочие земли		Пашня	Пастбище (выгон)	Лес	Прочие земли
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
56:16:0000000:3017 Собственность КХ Пахомова С.В.												
3. 56:16:0415003:4 МО Волжский сельсовет												
Земельный участок под кабельную линию КЛ-6кВ	0,009		0	0	0	0	0	0,009	0,009	0	0	0
Земельный участок под подъездной путь к скв. №443	0,0397		0,0397	0,0397	0	0	0	0	0	0	0	0
Земельный участок под обустройство подъездного пути к скв. №443	0,0471		0	0	0	0	0	0,0471	0,0223	0,0248	0	0
Всего по землям 56:16:0415003:4 МО Волжский сельсовет	0,0958		0,0397	0,0397	0	0	0	0,0561	0,0313	0,0248	0	0
4. 56:16:0000000:1577 ОДС, аренда Гостев А.И.												
Земельный участок под радиомачту, шкаф КИПиА, шкаф ОПС	0,0009		0,0009	0	0	0	0,0009	0	0	0	0	0
Земельный участок под КТП, станцию управления	0,0072		0,0072	0	0	0	0,0072	0	0	0	0	0
Земельный участок под стойкой КИП	0,0009		0,0009	0,0006	0	0	0,0003	0	0	0	0	0
Земельный участок под трассу ВЛ-6кВ	1,6508		0	0	0	0	0	1,6508	1,611	0	0	0,0398
Земельный участок под скважину №443	0,36		0,36	0	0	0	0,36	0	0	0	0	0
Земельный участок под опоры ВЛ-6кВ	0,0718		0,0718	0,0689	0	0	0,0029	0	0	0	0	0
Земельный участок под обустройство скважины №443	1,022		0	0	0	0	0	1,022	0	0	0	1,022
Земельный участок под выкидной трубопровод от скв. №443	7,6318		0	0	0	0	0	7,6318	7,4154	0	0	0,2164
Земельный участок под опознавательный знак	0,0013		0,0013	0,0012	0	0	0,0001	0	0	0	0	0
Земельный участок под подъездной путь к скв. №443	3,8024		3,8024	3,4284	0,2288	0	0,1452	0	0	0	0	0

Наименование сооружения	Площадь участка, га	Кол-во, шт	В долгосрочное пользование (га)- 21 год					Во временное пользование (га) - 1год				
			Всего, га	В том числе				Всего, га	В том числе			
				Пашня	Пастбище (выгон)	Лес	Прочие земли		Пашня	Пастбище (выгон)	Лес	Прочие земли
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Земельный участок под обустройство подъездного пути к скв. №443	4,9267		0	0	0	0	0	4,9267	4,6786	0,1625	0	0,0856
Всего по землям 56:16:0000000:1577 ОДС, аренда Гостев А.И.	19,4758		4,2445	3,4991	0,2288	0	0,5166	15,2313	13,705	0,1625	0	1,3638
5. 56:16:0415004:9 МО Волжский сельсовет												
Земельный участок под стойкой КИП	0,0001		0,0001	0,0001	0	0	0	0	0	0	0	0
Земельный участок под кабельную линию	0,0002		0	0	0	0	0	0,0002	0,0002	0	0	0
Земельный участок под узел приема ОУ	0,0019		0,0019	0,0019	0	0	0	0	0	0	0	0
Земельный участок под выкидной трубопровод от скв. №443	0,0102		0	0	0	0	0	0,0102	0,0102	0	0	0
Всего по землям 56:16:0415004:9 МО Волжский сельсовет	0,0124		0,002	0,002	0	0	0	0,0104	0,0104	0	0	0
6. 56:16:0415004:1 (56:16:0000000:12) МО Волжский сельсовет, аренда АО "Оренбургнефть"												
Земельный участок под БДРМ	0,0001		0,0001	0	0	0	0,0001	0	0	0	0	0
Земельный участок под подъездной путь к емкости дренажной	0,0009		0,0009	0,0009	0	0	0	0	0	0	0	0
Земельный участок под выкидной трубопровод от скв. №443	0,0139		0	0	0	0	0	0,0139	0	0	0	0,0139
Всего по землям 56:16:0415004:1 (56:16:0000000:12) МО Волжский сельсовет, аренда АО "Оренбургнефть"	0,0149		0,001	0,0009	0	0	0,0001	0,0139	0	0	0	0,0139
7. 56:16:0415004:10 МО Волжский сельсовет												
Земельный участок под выкидной трубопровод от скв. №443	0,0109		0	0	0	0	0	0,0109	0	0	0	0,0109
Всего по землям	0,0109		0	0	0	0	0	0,0109	0	0	0	0,0109

Наименование сооружения	Площадь участка, га	Кол-во, шт	В долгосрочное пользование (га)- 21 год					Во временное пользование (га) - 1год				
			Всего, га	В том числе				Всего, га	В том числе			
				Пашня	Пастбище (выгон)	Лес	Прочие земли		Пашня	Пастбище (выгон)	Лес	Прочие земли
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
56:16:0415004:10 МО Волжский сельсовет												
8. 56:16:0000000:3278 Собственность КХ Пахомова С.В.												
Земельный участок под узел запорной арматуры	0,0028		0,0028	0,0028	0	0	0	0	0	0	0	0
Земельный участок под стойкой КИП	0,0008		0,0008	0,0008	0	0	0	0	0	0	0	0
Земельный участок под подъездной путь к скв. №443	3,97		3,97	3,97	0	0	0	0	0	0	0	0
Земельный участок под опознавательный знак	0,0006		0,0006	0,0006	0	0	0	0	0	0	0	0
Земельный участок под опоры ВЛ-6кВ	0,044		0,044	0,044	0	0	0	0	0	0	0	0
Земельный участок под обустройство подъездного пути к скв. №443	3,2531		0	0	0	0	0	3,2531	3,2531	0	0	0
Земельный участок под площадкой забуривания	0,104		0	0	0	0	0	0,104	0,104	0	0	0
Земельный участок под выкидной трубопровод от скв. №443	11,1459		0	0	0	0	0	11,1459	11,1459	0	0	0
Всего по землям 56:16:0000000:3278 Собственность КХ Пахомова С.В.	18,5212		4,0182	4,0182	0	0	0	14,503	14,503	0	0	0
9. 56:16:0000000:2539 Собственность Мамедов Асим Б., Мамедов Э.Б., Мамедов Аташ Б., Мамедова Н.В., аренда Гукасян А.К.												
Земельный участок под опоры ВЛ-6кВ	0,015		0,015	0	0,015	0	0	0	0	0	0	0
Земельный участок под выкидной трубопровод от скв. №443	0,9845		0	0	0	0	0	0,9845	0	0,9845	0	0
Земельный участок под опознавательный знак	0,0001		0,0001	0	0,0001	0	0	0	0	0	0	0
Земельный участок под трассу ВЛ-6кВ	0,3029		0	0	0	0	0	0,3029	0	0,3029	0	0
Земельный участок под подъездной путь к скв. №443	1,0817		1,0817	0	1,0817	0	0	0	0	0	0	0

Наименование сооружения	Площадь участка, га	Кол-во, шт	В долгосрочное пользование (га)- 21 год					Во временное пользование (га) - 1год				
			Всего, га	В том числе				Всего, га	В том числе			
				Пашня	Пастбище (выгон)	Лес	Прочие земли		Пашня	Пастбище (выгон)	Лес	Прочие земли
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Земельный участок под обустройство подъездного пути к скв. №443	1,1001		0	0	0	0	0	1,1001	0	1,1001	0	0
Земельный участок под стойкой КИП	0,0001		0,0001	0	0,0001	0	0	0	0	0	0	0
Всего по землям 56:16:0000000:2539 Собственность Мамедов Асим Б., Мамедов Э.Б., Мамедов Аташ Б., Мамедова Н.В., аренда Гукасян А.К.	3,4844		1,0969	0	1,0969	0	0	2,3875	0	2,3875	0	0
ИТОГО по 6025П	49,8664		10,8245	8,3726	1,935	0	0,5169	39,0419	32,8694	4,7159	0	1,4566

Оценка распределение земель, изымаемых у землепользователей для строительства и эксплуатации проектируемых объектов, с указанием их категории, площади и землевладельцев приведена в таблице 3.2.

Таблица 3.2 - Ведомость распределения площадей земельных участков для строительства проектируемых объектов

Землепользователи	Всего изымается земель, га	В постоянное пользование					Во временное пользование – 1 год				
		Всего	Пашня	Пастбище	Лес	Прочие земли	Всего	Пашня	Пастбище	Лес	Прочие земли
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Сбор нефти и газа со скважины № 443 Ишуевского месторождения											
Курманаевский район											
1. МО Волжский сельсовет	4,92080	1,40500	0,79570	0,60930	0,00000	0,00000	3,51580	1,37210	2,14110	0,00000	0,00260
2. 56:16:0000000:3017 Собственность КХ Пахомова С.В.	3,33020	0,01720	0,01700	0,00000	0,00000	0,00020	3,31300	3,24760	0,00000	0,00000	0,06540
3. 56:16:0415003:4 МО Волжский сельсовет	0,09580	0,03970	0,03970	0,00000	0,00000	0,00000	0,05610	0,03130	0,02480	0,00000	0,00000
4. 56:16:0000000:1577 ОДС, аренда Гостев А.И.	19,47580	4,24450	3,49910	0,22880	0,00000	0,51660	15,23130	13,70500	0,16250	0,00000	1,36380
5. 56:16:0415004:9 МО Волжский сельсовет	0,01240	0,00200	0,00200	0,00000	0,00000	0,00000	0,01040	0,01040	0,00000	0,00000	0,00000
6. 56:16:0415004:1 (56:16:0000000:12) МО Волжский сельсовет, аренда АО "Оренбургнефть"	0,01490	0,00100	0,00090	0,00000	0,00000	0,00010	0,01390	0,00000	0,00000	0,00000	0,01390
7. 56:16:0415004:10 МО Волжский сельсовет	0,01090	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,01090	0,00000	0,00000	0,00000	0,01090
8. 56:16:0000000:3278 Собственность КХ Пахомова С.В.	18,52120	4,01820	4,01820	0,00000	0,00000	0,00000	14,50300	14,50300	0,00000	0,00000	0,00000
9. 56:16:0000000:2539 Собственность Мамедов Асим Б., Мамедов Э.Б., Мамедов Аташ Б., Мамедова Н.В., аренда Гукасян А.К.	3,48440	1,09690	0,00000	1,09690	0,00000	0,00000	2,38750	0,00000	2,38750	0,00000	0,00000
Итого по 6025П:	49,86640	10,82450	8,37260	1,93500	0,00000	0,51690	39,04190	32,86940	4,71590	0,00000	1,45660

3.2 Оценка воздействие объекта на атмосферный воздух и характеристика источников выбросов загрязняющих веществ

3.2.1 Характеристика предприятия как источника загрязнения атмосферы

Для определения существующего на момент начала проектирования уровня воздействия объектов Ишуевского месторождения на атмосферный воздух был рассмотрен представленный Заказчиком «Проект нормативов предельно допустимых выбросов (ПДВ) загрязняющих веществ в атмосферу для Новодолговского, Ишуевского, Красногвардейского, Крутоярского, Докучаевского, Новомедведкинского, Севастьяновского, Спиридоновского, Южно-Спиридоновского, Зоринского, Давыдовского, Конновского, Шулаевского, Пролетарского и Речного месторождения ПАО «Оренбургнефть», ООО «НТЦ «Промбезопасность», г. Оренбург, 2015 год (санитарно-эпидемиологическое заключение № 56.01.08.000.Т.000735.09.15 от 22.09.2015г., решение об установлении нормативов предельно допустимых выбросов вредных (загрязняющих) веществ (за исключением радиоактивных) в атмосферный воздух стационарных источников выбросов, находящихся на объектах хозяйственной и иной деятельности, подлежащих федеральному государственному экологическому надзору № ЛЧ-04-22/4978 от 30.09.2015г.).

В настоящее время на Ишуевском месторождении для добычи углеводородного сырья используются добывающие скважины, оснащенные насосами ЭЦН. Добываемая продукция со скважин поступает по выкидным линиям на замерную установку АГЗУ-5, где производятся замеры дебитов, после чего пластовая смесь подается под собственным давлением по сходному коллектору на Тананыкскую УПН. Всего на Ишуевском месторождении в соответствии с «Проектом нормативов предельно допустимых выбросов (ПДВ) загрязняющих веществ в атмосферу для Новодолговского, Ишуевского, Красногвардейского, Крутоярского, Докучаевского, Новомедведкинского, Севастьяновского, Спиридоновского, Южно-Спиридоновского, Зоринского, Давыдовского, Конновского, Шулаевского, Пролетарского и Речного месторождения ПАО «Оренбургнефть»» выделены 7 источников загрязнения атмосферного воздуха, все они являются источниками неорганизованных постоянно действующих выбросов. В составе выбросов от указанных источников в атмосферу поступают: смесь предельных углеводородов $C_1 - C_5$ (код 0415), смесь предельных углеводородов $C_6 - C_{10}$ (код 0416) и сероводород (код 0333).

В соответствии с «Пособием к СНиП 11-01-95 по разработке раздела проектной документации «Охрана окружающей среды» (п. 5.1.3.) в основу данного подраздела заложен утвержденный «Проект нормативов предельно допустимых выбросов (ПДВ) загрязняющих веществ в атмосферу для Новодолговского, Ишуевского, Красногвардейского, Крутоярского, Докучаевского, Новомедведкинского, Севастьяновского, Спиридоновского, Южно-Спиридоновского, Зоринского, Давыдовского, Конновского, Шулаевского, Пролетарского и Речного месторождения ПАО «Оренбургнефть», выполненный ООО «НТЦ «Промбезопасность», г. Оренбург, 2015 год (санитарно-эпидемиологическое заключение № 56.01.08.000.Т.000735.09.15 от 22.09.2015г., решение об установлении нормативов предельно допустимых выбросов вредных (загрязняющих) веществ (за исключением радиоактивных) в атмосферный воздух стационарных источников выбросов, находящихся на объектах хозяйственной и иной деятельности, подлежащих федеральному государственному экологическому надзору № ЛЧ-04-22/4978 от 30.09.2015г.).

Перечень и валовые выбросы загрязняющих веществ (по Ишуевскому месторождению) по состоянию на 2019 г. с указанием ПДК и класса опасности приведены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 - Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу (на момент разработки данной проектной документации)

Загрязняющее вещество		Используемый критерий	Значение критерия mg/m^3	Класс опасности	Суммарный выброс в 2019 году	
код	наименование				г/с	т/год
1	2	3	4	5	6	7
0333	Сероводород	ПДК м/р	0,008	2	0,000358	0,011280
0410	Метан	ОБУВ	50,00		0,001183	0,037310
0415	Смесь предельных углеводородов $C_1 - C_5$	ПДК м/р	200,00	4	0,021724	0,685090
0416	Смесь углеводородов предельных $C_6 - C_{10}$	ПДК м/р	50,00	3	0,163078	5,142825
Всего веществ :		4			0,185160	5,839196
в том числе твердых :		0			0,000000	0,000000

Загрязняющее вещество		Используемый критерий	Значение критерия мг/м ³	Класс опасности	Суммарный выброс в 2019 году	
код	наименование				г/с	т/год
1	2	3	4	5	6	7
жидких/газообразных : 4					0,185160	5,839196
Примечание - выбросы загрязняющих веществ приведены в соответствии с «Проектом нормативов предельно допустимых выбросов (ПДВ) загрязняющих веществ в атмосферу для Новодолговского, Ишувского, Красногвардейского, Крутоярского, Докучаевского, Новомедведкинского, Севастьяновского, Спиридоновского, Южно-Спиридоновского, Зоринского, Давыдовского, Конновского, Шулаевского, Пролетарского и Речного месторождения ПАО «Оренбургнефть», выполненный ООО «НТЦ «Промбезопасность», г. Оренбург, 2015 год.						

3.2.2 Источники выбросов вредных веществ в атмосферу от проектируемого объекта

Оценка воздействия на атмосферный воздух включает в себя выявление всех источников загрязнения атмосферы, расчет выбросов загрязняющих веществ (ЗВ), расчет зоны влияния проводимых работ, анализ возможных негативных воздействий объекта проектирования.

При определении источников выбросов вредных веществ в атмосферу от проектируемого объекта, проведен анализ всей технологической цепи производства до и после реализации проектных решений.

Загрязнение атмосферы выбросами вредных веществ на период **строительства** объекта будет происходить за счет:

- выбросов загрязняющих веществ при работе строительных машин и механизмов и обслуживающего автотранспорта;
- выбросов загрязняющих веществ при выполнении сварочных работ;
- выбросов загрязняющих веществ при выполнении окрасочных работ;
- выбросов загрязняющих веществ при работе дизельных установок.

Электроснабжение потребителей электроэнергии по данному объекту предусматривается от передвижной электростанции типа ЭД-60-Т400-1РПМ11.

В соответствии с выполненным анализом проектных решений загрязнение атмосферы на период **эксплуатации** возможно за счет (для объектов нефтепромысла):

- выбросов загрязняющих веществ от неорганизованных источников в результате утечек через уплотнения технологического оборудования (запорно-регулирующая арматура) (постоянные технологические выбросы);
- выбросов загрязняющих веществ от дренажных емкостей при сливе нефти с камер запуска/приема очистного устройства (постоянные технологические выбросы).

Принятая нумерация источников по возможности сохранена, а для новых источников загрязнения атмосферы присвоены номера ранее не использовавшиеся для данного месторождения (при нумерации источников учтены требования Инструкции по инвентаризации выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, п. 4.3.: номер источника загрязнения – четырехразрядный).

Ниже приведена таблица соответствия номеров источников загрязнения по данному проекту (2019 г.).

Таблица 3.4 - Таблица соответствия номеров источников загрязнения атмосферы

№ п/п	Номер источника выброса ЗВ	Наименование источника выброса	Примечание
1	Ишувское месторождение		
2	Неорганизованные источники выброса		
3	6101, 6102, 6013, 6104, 6105, 6106, 6901	ЗРА, фланцы добывающих скважин № 44, 49, 1851, 1852, 1853, 2553 и АГЗУ-5	По «Проекту нормативов предельно допустимых выбросов (ПДВ) загрязняющих веществ в атмосферу для Новодолговского, Ишувского, Красногвардейского, Крутоярского,

№ п/п	Номер источника выброса ЗВ	Наименование источника выброса	Примечание
			Докучаевского, Новомедведкинского, Севастьяновского, Спиридоновского, Южно-Спиридоновского, Зоринского, Давыдовского, Конновского, Шулаевского, Пролетарского и Речного месторождения ПАО «Оренбургнефть», выполненный ООО «НТЦ «Промбезопасность», г. Оренбург, 2015 год
4	От вновь проектируемых объектов по проекту 6025П		
5	Неорганизованные источники выброса		
6	6001	ЗРА, фланцы обустройства добывающей скважины № 443 + площадки узла запуска очистного устройства	Вновь обустраиваемая скважина № 443
7	6002	ЗРА, фланцы площадки узла приема очистного устройства	Узел приема очистного устройства предусмотрен в конце проектируемого выкидного трубопровода от скважины № 443 до АГЗУ-5 (существующая), расположен в районе АГЗУ-5
8	Организованные источники выброса		
9	0001	Дыхательный клапан дренажной емкости узла запуска очистного устройства	Отвод дренажа с камеры пуска ОУ МКПУ, установленной в районе проектируемой скважины № 443, предусматривается в дренажную емкость ЕД-1 объемом 1,5 м ³
10	0002	Дыхательный клапан дренажной емкости узла приема очистного устройства	Для отвода дренажа с камеры приема ОУ МКПР предусматривается дренажная емкость ЕД-2 объемом 1,5 м ³
11	Источники выбросов ЗВ на период строительства проектируемых объектов		
12	6001	Площадка строительных машин и механизмов, а так же обслуживающего автотранспорта	Нумерация источников выбросов на период строительства является условной и по окончании строительства не используется (не учитывается)
13	6002	Площадка сварочных работ	
14	6003	Площадка поста антикоррозионной обработки	
15	0001	Выхлопные трубы передвижных дизельных электростанций (строительные работы), передвижных сварочных агрегатов (строительные работы), установки ГНБ (строительные работы)	
16	0002		
17	0003		

3.2.3 Количественные характеристики выбросов вредных веществ от проектируемого объекта

Для оценки воздействия выбросов загрязняющих веществ от проектируемых объектов проведены следующие расчеты выбросов загрязняющих веществ:

на период строительства объекта:

- расчет выбросов загрязняющих веществ при работе строительных машин и механизмов и обслуживающего автотранспорта (источник № 6001);
- расчет выбросов загрязняющих веществ при выполнении сварочных работ (источник № 6002);
- расчет выбросов загрязняющих веществ при выполнении окрасочных работ (источник № 6003);
- расчет выбросов загрязняющих веществ при работе дизельных установок (источники № 0001 - 0003).

на период эксплуатации проектируемых объектов (для объектов нефтепромысла - обустраиваемые эксплуатационные скважины):

- выбросы загрязняющих веществ от неорганизованных источников в результате утечек через уплотнения технологического оборудования (запорно-регулирующая арматура) (источники №№ 6001, 6002);
- выбросы загрязняющих веществ от дренажных емкостей (источники №№ 0001, 0002).

Для определения качественных и количественных характеристик выбросов загрязняющих веществ в атмосферу были использованы методики, вошедшие в «Перечень методик, используемых в 2019 году для расчета, нормирования и контроля выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух». Данный перечень утвержден Приказом Генерального директора АО «НИИ Атмосфера» № 39 от 21 декабря 2018 года.

Перечень документов, использованных для расчета количества загрязняющих веществ, поступающих в атмосферу от источников проектируемых объектов, приведен в таблице 3.5.

Таблица 3.5 - Перечень методических документов, использованных при определении количества загрязняющих веществ, выбрасываемых предприятием

№ п/п	Номер источника	Местоположение источника выброса	Наименование документа, по которому определена масса выброса	Список программ, реализующих методические документы по расчету выделений (выбросов) загрязняющих веществ в атмосферу (фирма «Интеграл»)
1	2	3	4	5
1	6001, 6002	ЗРА, фланцы	Методика расчетов выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. РД 39-142-00. Краснодар, 2000.	
2	0001, 0002	Дренажные емкости	<ul style="list-style-type: none"> – Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров, Новополюк, 1997, – Дополнение к «Методическим указаниям по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров», (Новополюк, 1997), СПб, 1999, – СТО Газпром 11-2005 «Методические указания по расчету валовых выбросов углеводородов (суммарно) в атмосферу ОАО «Газпром»» 	
3	Площадка строительства (автотранспорт)		Методика проведения инвентаризации выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для автотранспортных предприятий. М., 1998	
4	Площадка строительства (строительная техника)		Методика проведения инвентаризации выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для баз дорожной техники (расчетным методом), 1998	

№ п/п	Номер источника	Местоположение источника выброса	Наименование документа, по которому определена масса выброса	Список программ, реализующих методические документы по расчету выделений (выбросов) загрязняющих веществ в атмосферу (фирма «Интеграл»)
1	2	3	4	5
5	Площадка строительства (сварочные работы)		Методика расчета выделений (выбросов) загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах (на основе удельных показателей). С-Пб., 2015 год	«Сварка». Методика расчета выделений (выбросов) загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах (на основе удельных показателей). СПб, 1997
6	Площадка строительства (окрасочные работы)		<ul style="list-style-type: none"> – Методика проведения инвентаризации выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для автотранспортных предприятий. М., 1998; – Методика расчета выделений (выбросов) загрязняющих веществ в атмосферу при нанесении лакокрасочных покрытий. НИИ Атмосфера, 2015 год. 	
7	Площадка строительства (работа дизельных установок)		Методика расчёта выделений загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок, НИИ АТМОСФЕРА, Санкт-Петербург, 2001 год.	«Дизель» (Версия 2.0).

Полный перечень используемых нормативно-методических документов представлен в списке литературы.

Результаты расчета выбросов загрязняющих веществ представлены в приложении.

3.2.4 Перечень загрязняющих веществ

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу в период строительства проектируемых объектов, представлен в таблице 3.6.

Таблица 3.6 - Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу (на период строительства)

Загрязняющее вещество		Используй мый критери й	Значение критерия мг/м3	Класс опас ности	Суммарный выброс вещества	
код	наименование				г/с	т/год
1	2	3	4	5	6	7
0123	диЖелезо триоксид (Железа оксид) (в пересчете на железо)	ПДК с/с	0,04	3	0,001007	0,001636
0143	Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид)	ПДК м/р	0,01	2	0,000087	0,000141
0301	Азота диоксид (Азот (IV) оксид)	ПДК м/р	0,2	3	0,442673	0,648108
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	ПДК м/р	0,4	3	0,071934	0,105319
0328	Углерод (Сажа)	ПДК м/р	0,15	3	0,034041	0,055164
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый)	ПДК м/р	0,5	3	0,096355	0,101027
0337	Углерод оксид	ПДК м/р	5	4	0,437091	0,594056
0342	Фториды газообразные	ПДК м/р	0,02	2	0,000177	0,000287

Загрязняющее вещество		Используй мый критери й	Значение критерия мг/м3	Класс опас ности	Суммарный выброс вещества	
код	наименование				г/с	т/год
1	2	3	4	5	6	7
0344	Фториды плохо растворимые	ПДК м/р	0,2	2	0,000311	0,000505
0616	Диметилбензол (Ксилол) (смесь изомеров о-, м-, п-)	ПДК м/р	0,2	3	0,004109	0,013018
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)	ПДК с/с	1,00E-06	1	0,000001	0,000001
1325	Формальдегид	ПДК м/р	0,05	1	0,006733	0,010604
2732	Керосин	ОБУВ	1,2		0,166752	0,269422
2752	Уайт-спирит	ОБУВ	1		0,003050	0,009662
2902	Взвешенные вещества	ПДК м/р	0,5	3	0,001261	0,003996
2908	Пыль неорганическая: 70-20% SiO2	ПДК м/р	0,3	3	0,000132	0,000214
Всего веществ : 16					1,265714	1,813160
Группы веществ, обладающих эффектом комбинированного вредного действия:						
6046	(2) 337 2908					
6053	(2) 342 344					
6204	(2) 301 330					
6205	(2) 330 342					

Проектируемые объекты не затрагивают существующие объекты нефтепромысла месторождения. В соответствии с этим перечень ЗВ приводится только для источников вновь проектируемых объектов. Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу в период эксплуатации проектируемых объектов, представлен в таблице 3.7.

Таблица 3.7 - Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу (на период эксплуатации проектируемых объектов)

Загрязняющее вещество		Используй мый критери й	Значение критерия мг/м3	Класс опас ности	Суммарный выброс вещества	
код	наименование				г/с	т/год
1	2	3	4	5	6	7
На период эксплуатации от вновь проектируемых объектов						
0333	Дигидросульфид (Сероводород)	ПДК м/р	0,008	2	0,001960	0,000539
0402	Бутан	ПДК м/р	200	4	0,044761	0,008901
0405	Пентан	ПДК м/р	100	4	0,018772	0,003624
0410	Метан	ОБУВ	50		0,034006	0,022050
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10	ПДК м/р	50	3	0,008518	0,001670
0417	Этан	ОБУВ	50		0,080555	0,021626
0418	Пропан	ОБУВ	50		0,103346	0,021830
0621	Метилбензол (Толуол)	ПДК м/р	0,6	3	0,003188	0,100531
1052	Метанол (Метиловый спирт)	ПДК м/р	1	3	0,004782	0,150796
2704	Бензин (нефтяной, малосернистый) (в пересчете на углерод)	ПДК м/р	5	4	0,009563	0,301593
2732	Керосин	ОБУВ	1,2		0,014345	0,452389
Всего веществ : 11					0,323796	1,085549

3.2.5 Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от проектируемого объекта

Так как функционирование проектируемого объекта (скважины № 443) невозможно без АГЗУ-5 (прокладка выкидного трубопровода от проектируемой добывающей скважины № 443 данным проектом предусмотрена до АГЗУ-5 (существующий объект Ишуевского месторождения)) в расчетах учтены источники выброса ЗВ АГЗУ-5 (по проекту нормативов предельно допустимых выбросов (ПДВ)). Параметры источников выброса ЗВ для существующего объекта АГЗУ-5 приведены в таблице 3.8.

Данные характеризующие параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при строительных работах приведены в таблице 3.9.

Данные характеризующие параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при эксплуатации проектируемых объектов приведены в таблице 3.10.

Таблица 3.8 - Параметры выбросов загрязняющих веществ (по «Проекту нормативов предельно допустимых выбросов (ПДВ) загрязняющих веществ в атмосферу для Новодолговского, Ишуевского, Красногвардейского, Крутоярского, Докучаевского, Новомедведкинского, Севастьяновского, Спиридоновского, Южно-Спиридоновского, Зоринского, Давыдовского, Конновского, Шулаевского, Пролетарского и Речного месторождения ПАО «Оренбургнефть», выполненный ООО «НТЦ «Промбезопасность», г. Оренбург, 2015 год (санитарно-эпидемиологическое заключение № 56.01.08.000.Т.000735.09.15 от 22.09.2015г., решение об установлении нормативов предельно допустимых выбросов вредных (загрязняющих) веществ (за исключением радиоактивных) в атмосферный воздух стационарных источников выбросов, находящихся на объектах хозяйственной и иной деятельности, подлежащих федеральному государственному экологическому надзору № ЛЧ-04-22/4978 от 30.09.2015г.)

Цех	Источники выделения загрязняющих веществ			Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выброса	Высота источника выброса, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из ист. выброса			Координаты по карте-схеме, м				Ширина площадного источника, м	Наименование газоочистных установок	Загрязняющее вещество		Выбросы загрязняющих веществ	
	Номер и наименование	К-во, шт	К-во часов работы в год					Скорость, м/с	Объем на 1 трубу, м ³ /с	Температура, °С	X1	Y1	X2	Y2			Код	Наименование	г/с	т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
Постоянно действующие (по Ишуевскому месторождению)																				
1 Нефтепромысел Ишуевского месторождения	Оборудование скважины № 44 (ЭЦН)	30	8760	площадка оборудования	6101	2,0				20,7	-841	-37	-837	-37	4		333	Сероводород	0,000020	0,000639
																	410	Метан	0,000067	0,002114
																	415	Смесь предельных углеводородов C1 – C5	0,001231	0,038825
																	416	Смесь углеводородов предельных C6-C10	0,009242	0,291454
	Оборудование скважины № 49 (ЭЦН)	30	8760	площадка оборудования	6102	2,0				20,7	-608	1322	-604	1322	4		333	Сероводород	0,000020	0,000639
																	410	Метан	0,000067	0,002114
																	415	Смесь предельных углеводородов C1 – C5	0,001231	0,038825
																	416	Смесь углеводородов предельных C6-C10	0,009242	0,291454
	Оборудование скважины № 1851 (ЭЦН)	30	8760	площадка оборудования	6103	2,0				20,7	-2	0	2	0	4		333	Сероводород	0,000020	0,000639
																	410	Метан	0,000067	0,002114
																	415	Смесь предельных углеводородов C1 – C5	0,001231	0,038825
																	416	Смесь углеводородов предельных C6-C10	0,009242	0,291454
	Оборудование скважины № 1852 (ЭЦН)	30	8760	площадка оборудования	6104	2,0				20,7	-813	-474	-809	-474	4		333	Сероводород	0,000020	0,000639
																	410	Метан	0,000067	0,002114
																	415	Смесь предельных углеводородов C1 – C5	0,001231	0,038825
																	416	Смесь углеводородов предельных C6-C10	0,009242	0,291454
	Оборудование скважины № 1853 (ЭЦН)	30	8760	площадка оборудования	6105	2,0				20,7	-869	344	-865	344	4		333	Сероводород	0,000020	0,000639
																	410	Метан	0,000067	0,002114
																	415	Смесь предельных углеводородов C1 – C5	0,001231	0,038825
																	416	Смесь углеводородов предельных C6-C10	0,009242	0,291454
	Оборудование скважины № 2553 (ЭЦН)	30	8760	площадка оборудования	6106	2,0				20,7	-1009	218	-1005	218	4		333	Сероводород	0,000020	0,000639
																	410	Метан	0,000067	0,002114
																	415	Смесь предельных углеводородов C1 – C5	0,001231	0,038825
																	416	Смесь углеводородов предельных C6-C10	0,009242	0,291454
Оборудование АГЗУ-5	161	8760	площадка оборудования	6901	2,0				20,7	1248	1050	1258	1050	10		333	Сероводород	0,000094	0,002970	
																410	Метан	0,000311	0,009822	
																415	Смесь предельных углеводородов C1 – C5	0,005719	0,180360	
																416	Смесь углеводородов предельных C6-C10	0,042933	1,353923	

Таблица 3.9 - Параметры выбросов загрязняющих веществ (на период строительства)

Цех	Источники выделения загрязняющих веществ			Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выброса	Высота источника выброса, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из ист. выброса			Координаты по карте-схеме, м				Ширина площадного источника, м	Наименование газоочистных установок	Загрязняющее вещество		Выбросы загрязняющих веществ		
	Номер и наименование	К-во, шт	К-во часов работы в год					Скорость, м/с	Объем на 1 трубу, м ³ /с	Температура гр С	X1	Y1	X2	Y2			Код	Наименование	г/с	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	
2 Строительная площадка	Дизельная электростанция ЭД-60-Т400-1РПМ11	1	880	Выхлопная труба (дизельной электростанции ЭД-60-Т400-1РПМ11)	0001	5	0,05	179,1	0,351665	400	0,00	0,00	0,00	0,00			0301	Азота диоксид (Азот (IV) оксид)	0,151067	0,460960	
																	0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	0,024548	0,074906	
																	0328	Углерод (Сажа)	0,012833	0,040200	
																	0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый)	0,020167	0,060300	
																	0337	Углерод оксид	0,132000	0,402000	
																	0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)	0,000000	0,000001	
																	1325	Формальдегид	0,002750	0,008040	
	2732	Керосин	0,066000	0,201000																	
	Дизельный сварочный агрегат АДД-4004МП	1	451	Выхлопная труба (дизельный сварочный агрегат АДД-4004ИП)	0002	3	0,05	115,32	0,226435	450	10,00	10,00	10,00	10,00				0301	Азота диоксид (Азот (IV) оксид)	0,084689	0,087032
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	0,013762	0,014143
																		0328	Углерод (Сажа)	0,007194	0,007590
																		0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый)	0,011306	0,011385
																		0337	Углерод оксид	0,074000	0,075900
																		0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)	0,000000	0,000000
																		1325	Формальдегид	0,001542	0,001518
	2732	Керосин	0,037000	0,037950																	
	Дизельная установка ГНБ Robbins HDD9015T MSC	1	185	Выхлопная труба (установка ГНБ Robbins HDD9015T MSC)	0003	3	0,07	270,37	1,0405	450	6083,00	3564,00	6083,00	3564,00				0301	Азота диоксид (Азот (IV) оксид)	0,187689	0,083936
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	0,030499	0,013640
																		0328	Углерод (Сажа)	0,011389	0,005229
																		0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый)	0,062639	0,027450
																		0337	Углерод оксид	0,205000	0,091500
																		0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)	0,000000	0,000000
																		1325	Формальдегид	0,002441	0,001046
	2732	Керосин	0,058571	0,026143																	
	Строительная техника + автотранспорт	23	880	Неорганизованный (строительная техника + автотранспорт)	6001	5						0,00	5,00	10,00	5,00	10		0301	Азота диоксид (Азот (IV) оксид)	0,018945	0,015721
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	0,003079	0,002555
																		0328	Углерод (Сажа)	0,002625	0,002145
																		0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый)	0,002243	0,001892
0337																		Углерод оксид	0,022958	0,019569	
2732																		Керосин	0,005181	0,004329	
Пост сварочных работ	1	451	Неорганизованный (пост сварочных работ)	6002	5						0,00	5,00	10,00	5,00	10		0123	диЖелезо триоксид (Железа оксид) (в пересчете на железо)	0,001007	0,001636	
																	0143	Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид)	0,000087	0,000141	
																	0301	Азота диоксид (Азот (IV) оксид)	0,000283	0,000459	
																	0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	0,000046	0,000075	
																	0337	Углерод оксид	0,003133	0,005087	
																	0342	Фториды газообразные	0,000177	0,000287	
																	0344	Фториды плохо растворимые	0,000311	0,000505	
2908	Пыль неорганическая: 70-20% SiO ₂	0,000132	0,000214																		
Пост антикоррозийной обработки	1	880	Неорганизованный (пост антикоррозийной)	6003	2						0,00	5,00	10,00	5,00	10		0616	Диметилбензол (Ксилол) (смесь изомеров о-, м-, п-)	0,004109	0,013018	
																	2752	Уайт-спирит	0,003050	0,009662	
																	2902	Взвешенные вещества	0,001261	0,003996	

Цех	Источники выделения загрязняющих веществ			Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выброса	Высота источника выброса, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из ист. выброса			Координаты по карте-схеме, м				Ширина площадки источника, м	Наименование газоочистных установок	Загрязняющее вещество		Выбросы загрязняющих веществ	
	Номер и наименование	К-во, шт	К-во часов работы в год					Скорость, м/с	Объем на 1 трубу, м ³ /с	Температура гр С	X1	Y1	X2	Y2			Код	Наименование	г/с	т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
				обработки)																
Итого:																			1,813160	
Примечание - Нумерация источников выбросов на период строительства является условной и по окончании строительства не учитывается. Координаты источников выброса загрязняющих веществ на площадке строительства даны в локальной системе координат.																				

Таблица 3.10 - Параметры выбросов загрязняющих веществ (на период эксплуатации проектируемых объектов по 6025П)

Цех	Источники выделения загрязняющих веществ			Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выброса	Высота источника выброса, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из ист. выброса			Координаты по карте-схеме, м				Ширина площадки источника, м	Наименование газоочистных установок	Загрязняющее вещество		Выбросы загрязняющих веществ	
	Номер и наименование	К-во, шт	К-во часов работы в год					Скорость, м/с	Объем на 1 трубу, м ³ /с	Температура гр С	X1	Y1	X2	Y2			Код	Наименование	г/с	т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
Постоянно действующие (для проектируемых объектов)																				
3 Нефтепромысел по 6025 П	Дренажная емкость ЕД-1 узла запуска ОУ	1	8760	Дыхательный клапан дренажной емкости ЕД-1 узла запуска ОУ	0001	3	0,05	0,32	0,0006	28	-14,00	17,00	-14,00	17,00			0333	Дигидросульфид (Сероводород)	0,000977	0,000030
																	0402	Бутан	0,022301	0,000359
																	0405	Пентан	0,009353	0,000140
																	0410	Метан	0,016944	0,001695
																	0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10	0,004244	0,000066
																	0417	Этан	0,040135	0,001168
	0418	Пропан	0,051489	0,000948																
	Дренажная емкость ЕД-2 узла приема ОУ	1	8760	Дыхательный клапан дренажной емкости ЕД-2 узла приема ОУ	0002	3	0,05	0,32	0,0006	28	5716,00	4702,00	5716,00	4702,00			0333	Дигидросульфид (Сероводород)	0,000977	0,000290
																	0402	Бутан	0,022301	0,003518
																	0405	Пентан	0,009353	0,001378
																	0410	Метан	0,016944	0,016618
																	0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10	0,004244	0,000648
																	0417	Этан	0,040135	0,011453
	0418	Пропан	0,051489	0,009297																
	ЗРА, фланцы скважины № 443 + площадки запуска ОУ	63	8760	Неорганизованный (ЗРА, фланцы скважины № 443 + площадки запуска ОУ)	6001	2						-2,00	0,00	2,00	0,00	4	0333	Дигидросульфид (Сероводород)	0,000005	0,000172
																	0402	Бутан	0,000125	0,003945
																	0405	Пентан	0,000052	0,001655
																	0410	Метан	0,000093	0,002936
																	0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10	0,000024	0,000751
																	0417	Этан	0,000224	0,007076
																	0418	Пропан	0,000289	0,009103
0621																	Метилбензол (Толуол)	0,003188	0,100531	
1052																	Метанол (Метиловый спирт)	0,004782	0,150796	
2704	Бензин (нефтяной, малосернистый) (в пересчете на углерод)	0,009563	0,301593																	
2732	Керосин	0,014345	0,452389																	

Цех	Источники выделения загрязняющих веществ			Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выброса	Высота источника выброса, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из ист. выброса			Координаты по карте-схеме, м				Ширина площади источника, м	Наименование газоочистных установок	Загрязняющее вещество		Выбросы загрязняющих веществ	
	Номер и наименование	К-во, шт	К-во часов работы в год					Скорость, м/с	Объем на 1 трубу, м ³ /с	Температура гр С	X1	Y1	X2	Y2			Код	Наименование	г/с	т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
ЗРА, фланцы площадки приема ОУ	11	8760	Неорганизованный (ЗРА, фланцы площадки приема ОУ)	6002	2						5724,00	4689,00	5722,00	4689,00	2		0333	Дигидросульфид (Сероводород)	0,000001	0,000047
																	0402	Бутан	0,000034	0,001079
																	0405	Пентан	0,000014	0,000451
																	0410	Метан	0,000025	0,000801
																	0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10	0,000006	0,000205
																	0417	Этан	0,000061	0,001929
																	0418	Пропан	0,000079	0,002482
Итого:																		1,085549		

3.2.6 Расчет и анализ величин приземных концентраций загрязняющих веществ

Расчет приземных концентраций вредных веществ проведен с применением унифицированной программы расчета загрязнения атмосферы "ЭКОЛОГ" (версия 4.50.4.), реализующей положения «Методы расчетов рассеивания выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферном воздухе», утверждены приказом Минприроды России от 6 июня 2017 года № 273 (зарегистрировано в Министерстве юстиции Российской Федерации 10 августа 2017 года, регистрационный № 47734).

3.2.6.1 Метеорологические характеристики и коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере

Метеорологические характеристики и коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере, приняты по данным наблюдений Оренбургского областного центра по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды (см. приложение Г) и представлены в таблице 3.11.

Таблица 3.11 - Метеорологические характеристики и коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере МС «Авангард»

Наименование характеристик	Величина
Коэффициент, зависящий от стратификации атмосферы, А	160
Величина поправочного коэффициента, учитывающего влияние рельефа местности на рассеивание вредностей	1,0
Средняя месячная температура наружного воздуха наиболее жаркого месяца года, °С	+ 28,0
Средняя температура наиболее холодного месяца, °С	- 17,4
Среднегодовая роза ветров, %:	
С	12
СВ	6
В	7
ЮВ	17
Ю	23
ЮЗ	15
З	10
СЗ	10
Скорость ветра, повторяемость превышения которой по многолетним данным составляет 5 %, м/сек	10

Расчет произведен с учетом фоновых концентраций загрязняющих веществ в атмосферном воздухе (см. приложение).

Постоянные наблюдения за загрязнением атмосферы на территории Краснооктябрьского месторождения органами Центра по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды не проводились, фоновые концентрации приняты на уровне фоновых концентраций загрязняющих веществ представленные ФГБУ «Приволжское УГМС».

3.2.6.2 Характеристика приземного загрязнения и перечень источников, дающих наибольшие вклады в уровень загрязнения атмосферы

Ситуационная карта-схема района расположения проектируемого объекта приведена в приложении.

Для целей оценки воздействия на атмосферный воздух проектируемых объектов на основании расчетных данных выбросов был проведен расчет рассеивания загрязняющих веществ в приземном слое воздуха с определением достигаемых ими концентраций на границе жилой зоны.

На период строительства

Ближайшие (к месту расположения участка ведения строительно-монтажных работ) населенные пункты: поселок Волжский и с. Бобровка.

На период строительства выполнен 1 варианта расчета:

вариант № 1 – расчет с учетом фона (источники строительной площадки). В расчет включены следующие источники:

- по строительной площадке:
 - источник № 6001 – площадка автотранспорта и строительной техники,
 - источник № 6002 – площадка сварочных работ,
 - источник № 6003 – площадка окрасочных работ,
 - источники №№ 0001, 0002, 0003 – выхлопные трубы дизельных установок.

Оценка воздействия на атмосферный воздух выбросов при строительных работах (от используемой дорожно-строительной техники, оборудования и транспортных средств) рассмотрена на основании рекомендаций «Методического пособия по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух» (Дополненное и переработанное). С-Пб., 2012 г.

На этапе строительно-монтажных работ для линейных объектов (прокладка трубопроводов), на которых строительно-монтажные работы ведутся, как правило, с последовательным по определенным участкам продвижением от участка к участку, рекомендуется следующий порядок оценки воздействия на атмосферный воздух выбросов от используемой дорожно-строительной техники, оборудования и транспортных средств и других производственных операций:

- выбирается один из однотипных участков ведения строительно-монтажных работ, наиболее близко расположенный к жилым зонам, для которого выполняются оценки максимальных разовых выбросов и создаваемых ими приземных концентраций;
- для всех участков линейного объекта рассчитываются валовые выбросы за весь период строительно-монтажных работ.

В расчет включено сочетание выбросов, соответствующее наиболее неблагоприятной с точки зрения загрязнения атмосферы ситуации.

Расчет произведен для всех вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу источниками рассматриваемого объекта (на период строительных работ).

Для расчета задана локальная система координат. Размер расчетного прямоугольника принят: 11 236,5 x 7 371,5 м, шаг сетки – 250 м.

Результаты расчета уровня загрязнения атмосферы в виде карт рассеивания приведены в приложении.

Анализ выполненного расчета представлен ниже.

Вариант 1:

Максимальные приземные концентрации загрязняющих веществ на границе жилой зоны населенного пункта с. Бобровка (ближайший населенный пункт к месту расположения участка ведения строительно-монтажных работ), а также перечень источников, дающих наибольшие вклады в уровень загрязнения атмосферы при строительных работах, приведены в таблице 3.12.

Таблица 3.12 - Перечень источников, дающих наибольшие вклады в уровень загрязнения атмосферы (вариант № 1)

Код	Наименование вещества	Расчетная максимальная приземная концентрация в долях от ПДК		Источники, дающие наибольший вклад в максимальную концентрацию от вновь проектируемых объектов (на период строительства)		Принадлежность источника (цех, участок)
		В жилой зоне		№ источника на карте-схеме	% вклада	
		п. Волжский	с. Бобровка			
1	2	3	4	5	6	7
123	Железа оксид	0	0	-	-	-
143	Марганец и его соединения	0	0	-	-	-
301	Азот (IV) оксид (Азота диоксид)	0,121	0,120	0001	2,344 (0,003 ПДК)	Строительная площадка
304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	0,025	0,025	0001	0,903 (0,00 ПДК)	Строительная площадка
328	Сажа	0,041	0,041	0001	0,788 (0,00 ПДК)	Строительная площадка
330	Сера диоксид	0,01	0,01	0001	1,467 (0,00 ПДК)	Строительная площадка
337	Углерод оксид	0,28	0,28	0001	0,035 (0,00 ПДК)	Строительная площадка
342	Фториды газообразные	0	0	-	-	-
344	Фториды плохо растворимые	0	0	-	-	-
616	Ксилол (смесь изомеров)	0,120	0,120	6003	0,219 (0,00 ПДК)	Строительная площадка
703	Бенз(а)пирен	0	0	-	-	-
1325	Формальдегид	0	0	-	-	-
2732	Керосин	0	0	-	-	-
2752	Уайт-спирит	0	0	-	-	-
2902	Взвешенные вещества	0	0	-	-	-
2908	Пыль неорганическая: 70-20% SiO ₂	0	0	-	-	-
6046	Углерод оксид + Пыль неорганическая: 70-20% SiO ₂	0	0	-	-	-
6053	Фтористый водород + плохо растворимые соли фтора	0	0	-	-	-
6204	Азота диоксид + серы диоксид	0,082	0,081	-	-	Строительная площадка
6205	Фториды газообразные + Сера диоксид	0	0	-	-	-

Как показал расчет рассеивания, превышение норм ПДК в жилой зоне (в населенных пунктах поселке Волжский и с. Бобровка) не наблюдается ни по одному из выбрасываемых загрязняющих веществ (в период строительства), в том числе и по группам суммации.

На период эксплуатации (после осуществления проектных решений)

Для определения максимального уровня загрязнения атмосферы и определения взаимного влияния источников в период эксплуатации проектируемых объектов, проведен расчет в условиях эксплуатации объектов Ишуевского месторождения.

Всего проведен 1 вариант расчета (варианты № 2):

вариант № 2 – расчет с учетом фона (нормальный режим эксплуатации). В расчет включены следующие источники:

- по Ишуевскому месторождению (источники, выбрасывающие аналогичные загрязняющие вещества):
 - источники № 6901 – технологическое оборудование АГЗУ-5.
- по вновь проектируемым объектам:
 - источники № 0001, 0002, 6001, 6002 – технологическое оборудование вновь обустраиваемой скважины № 443.

Данные по существующим выбросам приняты в соответствии с утвержденным «Проектом нормативов предельно допустимых выбросов (ПДВ) загрязняющих веществ в атмосферу для Новодолговского, Ишуевского, Красногвардейского, Крутойрского, Докучаевского, Новомедведкинского, Севастьяновского, Спиридоновского, Южно-Спиридоновского, Зоринского, Давыдовского, Конновского, Шулаевского, Пролетарского и Речного месторождения ПАО «Оренбургнефть», выполненный ООО «НТЦ «Промбезопасность», г. Оренбург, 2015 год (санитарно-эпидемиологическое заключение № 56.01.08.000.Т.000735.09.15 от 22.09.2015г., решение об установлении нормативов предельно допустимых выбросов вредных (загрязняющих) веществ (за исключением радиоактивных) в атмосферный воздух стационарных источников выбросов, находящихся на объектах хозяйственной и иной деятельности, подлежащих федеральному государственному экологическому надзору № ЛЧ-04-22/4978 от 30.09.2015г.) (см. Таблица 3.13 - Параметры выбросов загрязняющих веществ).

В расчеты по всем вариантам включено сочетание выбросов, соответствующее наиболее неблагоприятной с точки зрения загрязнения атмосферы ситуации.

Расчет произведен для всех вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу источниками рассматриваемого (проектируемого) объекта.

Размер расчетного прямоугольника принят: 11 279,5 x 7 369,5 м, шаг сетки – 250 м.

Результаты расчета уровня загрязнения атмосферы в виде карт рассеивания приведены в приложении.

Анализ выполненного расчета представлен ниже.

Вариант № 2:

Максимальные приземные концентрации загрязняющих веществ на границе СЗЗ (300 м) и на границе жилой зоны (поселок Волжский и с. Бобровка), а также перечень источников, дающих наибольшие вклады в уровень загрязнения атмосферы при нормальном режиме эксплуатации проектируемых объектов приведены в таблице 3.13.

Таблица 3.13 - Перечень источников, дающих наибольшие вклады в уровень загрязнения атмосферы (вариант № 2)

Код	Наименование вещества	Расчетная максимальная приземная концентрация в долях от ПДК			Источники, дающие наибольший вклад в максимальную концентрацию от вновь проектируемых объектов		Принадлежность источника (цех, участок)
		На границе СЗЗ (300 м)	п. Волжский	с. Бобровка	№ источника	% вклада	
1	2	3	4	5	6	7	8
0333	Дигидросульфид (сероводород)	0,207	0,126	0,126	0002	37,861 (0,078 ПДК)	Дыхательный клапан дренажной емкости узла приема очистного устройства
0402	Бутан	0,007	0,007	0,007	0002	0,957 (0,00 ПДК)	Дыхательный клапан дренажной емкости узла приема очистного устройства
0405	Пентан	0,015	0,015	0,015	0002	0,404 (0,00 ПДК)	Дыхательный клапан дренажной емкости узла приема очистного устройства
0410	Метан	0,03	0,03	0,03	0002	0,729 (0,00 ПДК)	Дыхательный клапан дренажной емкости узла приема очистного устройства
0416	Смесь углеводородов предельных C ₆ -C ₁₀	0,002	0,002	0,002	6901	27,803 (0,00 ПДК)	ЗРА, фланцы АГЗУ-5
0417	Этан	0,03	0,03	0,03	0002	1,790 (0,00 ПДК)	Дыхательный клапан дренажной емкости узла приема очистного устройства
0418	Пропан (по метану)	0,03	0,03	0,03	0002	2,182 (0,00 ПДК)	Дыхательный клапан дренажной емкости узла приема очистного устройства
621	Метилбензол (толуол)	0,031	0,027	0,027	6001	13,158 (0,004 ПДК)	ЗРА, фланцы обустройства добывающей скважины № 443 + площадки узла запуска очистного устройства
1052	Метанол (метиловый спирт)	0,004	0,00	0,00	6001	100,0 (0,004 ПДК)	ЗРА, фланцы обустройства добывающей скважины № 443 + площадки узла запуска очистного устройства
2704	Бензин (нефтяной, малосернистый) (в пересчете на углерод)	0,001	0,00	0,00	6001	100,0 (0,001 ПДК)	ЗРА, фланцы обустройства добывающей скважины № 443 + площадки узла запуска очистного устройства
2732	Керосин	0,009	0,00	0,00	6001	100,0 (0,009 ПДК)	ЗРА, фланцы обустройства добывающей скважины № 443 + площадки узла запуска очистного устройства

Как показал расчет рассеивания, превышение норм ПДК на границе СЗЗ (300 м) и в жилой зоне (населенных пунктах поселок Волжский и с. Бобровка) не наблюдается ни по одному из выбрасываемых загрязняющих веществ, в том числе и по группам суммации.

В данном разделе рассмотрено соответствие принятых проектных решений природоохранному законодательству в части охраны атмосферного воздуха от загрязнения.

Рассмотрено влияние технологических процессов на загрязнение воздушного бассейна района размещения проектируемых объектов. Определены источники воздействия на атмосферный воздух и степень их воздействия. С этой целью рассмотрены источники выбросов вредных веществ в атмосферу.

На основании проведенного анализа можно сделать выводы:

- источниками воздействия на атмосферный воздух является технологическое оборудование, расположенное на площадках проектируемых обустриваемых скважин;
- выбросы загрязняющих веществ в атмосферу при строительстве носят кратковременный характер и не вызовут изменений фоновых концентраций;
- никаких воздействий проектных намерений строительного этапа на территорию населенных пунктов не ожидается в связи со значительной удаленностью селитебных мест от участков планируемого производства работ;
- в соответствии с выполненным анализом проектных решений загрязнение атмосферы на период эксплуатации возможно за счет:
 - выбросов загрязняющих веществ от неорганизованных источников в результате утечек через уплотнения технологического оборудования эксплуатационных скважин (запорно-регулирующая арматура);
 - выбросов загрязняющих веществ от дренажных емкостей при сливе нефти с камер запуска/приема очистного устройства;
- для проектируемых объектов Ишуевского месторождения ориентировочный размер СЗЗ принимается: для скважины - 300 м; в принятую ориентировочную СЗЗ места постоянного проживания населения не попадают; принятая нормативная санитарно-защитная зона выдерживается по всем направлениям; требование СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов. М: Минздрав России, 2003 (Новая редакция в соответствии с Постановлением Главного государственного санитарного врача РФ от 25 сентября 2007 г. N 74 "О введении в действие новой редакции санитарно-эпидемиологических правил и нормативов СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 "Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов"), с учетом СанПиН 2.2.1/2.1.1.-2361-08 «Изменения № 1 к СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 Новая редакция» выполнено;
- на границе жилой зоны расчетные приземные концентрации загрязняющих веществ на период строительства и эксплуатации проектируемых объектов не превышают ПДК;
- на основании анализа выполненного расчета можно сделать вывод, что принятые в проекте решения и мероприятия по охране воздушного бассейна являются достаточными;
- с учетом вышесказанного, а также при надлежащем и эффективном контроле, воздействия, связанные с выбросами в атмосферу, следует рассматривать как **допустимые**.

3.2.7 Предложения по нормативам предельно допустимых выбросов (ПДВ)

По результатам расчета представленного выше выбросы от вновь проектируемых объектов, предлагается по всем веществам принять за ПДВ и учесть при разработке нового проекта ПДВ или при корректировке существующего (утвержденного) проекта нормативов ПДВ.

Предлагаемые нормативы ПДВ (ВСВ) для проектируемых объектов приведены в таблице 3.14.

Таблица 3.14 - Нормативы предельно допустимых выбросов по видам загрязняющих веществ, производствам и источникам выброса

Площадка	Цех	Название цеха	Источ ник	Предлагаемые нормативы П Д В (ВСВ)	
				г/с	т/год
1	2	3	4	5	6
На период строительства проектируемых объектов					
Вещество 0123 диЖелезо триоксид (Железа оксид) (в пересчете на железо)					
Неорганизованные источники:					
1	2	Строительная площадка	6002	0,001007	0,001636
Всего по неорганизованным:				0,001007	0,001636
Итого по предприятию :				0,001007	0,001636
Вещество 0143 Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид)					
Неорганизованные источники:					
1	2	Строительная площадка	6002	0,000087	0,000141
Всего по неорганизованным:				0,000087	0,000141
Итого по предприятию :				0,000087	0,000141
Вещество 0301 Азота диоксид (Азот (IV) оксид)					
Организованные источники:					
1	2	Строительная площадка	0001	0,151067	0,460960
			0002	0,084689	0,087032
			0003	0,187689	0,083936
Всего по организованным:				0,423445	0,631928
Неорганизованные источники:					
			6001	0,018945	0,015721
			6002	0,000283	0,000459
Всего по неорганизованным:				0,019228	0,016180
Итого по предприятию :				0,442673	0,648108
Вещество 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид)					
Организованные источники:					
1	2	Строительная площадка	0001	0,024548	0,074906
			0002	0,013762	0,014143
			0003	0,030499	0,013640
Всего по организованным:				0,068809	0,102689
Неорганизованные источники:					
			6001	0,003079	0,002555
			6002	0,000046	0,000075
Всего по неорганизованным:				0,003125	0,002630
Итого по предприятию :				0,071934	0,105319
Вещество 0328 Углерод (Сажа)					
Организованные источники:					
1	2	Строительная площадка	0001	0,012833	0,040200
			0002	0,007194	0,007590
			0003	0,011389	0,005229
Всего по организованным:				0,031416	0,053019
Неорганизованные источники:					
			6001	0,002625	0,002145
Всего по неорганизованным:				0,002625	0,002145
Итого по предприятию :				0,034041	0,055164
Вещество 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый)					
Организованные источники:					
1	2	Строительная площадка	0001	0,020167	0,060300
			0002	0,011306	0,011385

Площадка	Цех	Название цеха	Источ ник	Предлагаемые нормативы П Д В (ВСВ)	
				г/с	т/год
1	2	3	4	5	6
Всего по организованным:			0003	0,062639	0,027450
Неорганизованные источники:					
			6001	0,002243	0,001892
Всего по неорганизованным:				0,002243	0,001892
Итого по предприятию :				0,096355	0,101027
Вещество 0337 Углерод оксид					
Организованные источники:					
1	2	Строительная площадка	0001	0,132000	0,402000
			0002	0,074000	0,075900
			0003	0,205000	0,091500
Всего по организованным:				0,411000	0,569400
Неорганизованные источники:					
			6001	0,022958	0,019569
			6002	0,003133	0,005087
Всего по неорганизованным:				0,026091	0,024656
Итого по предприятию :				0,437091	0,594056
Вещество 0342 Фториды газообразные					
Неорганизованные источники:					
1	2	Строительная площадка	6002	0,000177	0,000287
Всего по неорганизованным:				0,000177	0,000287
Итого по предприятию :				0,000177	0,000287
Вещество 0344 Фториды плохо растворимые					
Неорганизованные источники:					
1	2	Строительная площадка	6002	0,000311	0,000505
Всего по неорганизованным:				0,000311	0,000505
Итого по предприятию :				0,000311	0,000505
Вещество 0616 Диметилбензол (Ксилол) (смесь изомеров о-, м-, п-)					
Неорганизованные источники:					
1	2	Строительная площадка	6003	0,004109	0,013018
Всего по неорганизованным:				0,004109	0,013018
Итого по предприятию :				0,004109	0,013018
Вещество 0703 Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)					
Организованные источники:					
1	2	Строительная площадка	0001	2,38E-07	0,000001
			0002	1,34E-07	1,39E-07
			0003	2,12E-07	9,60E-08
Всего по организованным:				0,000001	0,000001
Итого по предприятию :				0,000001	0,000001
Вещество 1325 Формальдегид					
Организованные источники:					
1	2	Строительная площадка	0001	0,002750	0,008040
			0002	0,001542	0,001518
			0003	0,002441	0,001046
Всего по организованным:				0,006733	0,010604
Итого по предприятию :				0,006733	0,010604
Вещество 2732 Керосин					
Организованные источники:					
1	2	Строительная площадка	0001	0,066000	0,201000
			0002	0,037000	0,037950
			0003	0,058571	0,026143

Площадка	Цех	Название цеха	Источ ник	Предлагаемые нормативы П Д В (ВСВ)	
				г/с	т/год
1	2	3	4	5	6
Всего по организованным:				0,161571	0,265093
Неорганизованные источники:					
			6001	0,005181	0,004329
Всего по неорганизованным:				0,005181	0,004329
Итого по предприятию :				0,166752	0,269422
Вещество 2752 Уайт-спирит					
Неорганизованные источники:					
1	2	Строительная площадка	6003	0,003050	0,009662
Всего по неорганизованным:				0,003050	0,009662
Итого по предприятию :				0,003050	0,009662
Вещество 2902 Взвешенные вещества					
Неорганизованные источники:					
1	2	Строительная площадка	6003	0,001261	0,003996
Всего по неорганизованным:				0,001261	0,003996
Итого по предприятию :				0,001261	0,003996
Вещество 2908 Пыль неорганическая: 70-20% SiO2					
Неорганизованные источники:					
1	2	Строительная площадка	6002	0,000132	0,000214
Всего по неорганизованным:				0,000132	0,000214
Итого по предприятию :				0,000132	0,000214
Всего веществ :				1,265713	1,813160
На период эксплуатации проектируемых объектов					
Вещество 0333 Дигидросульфид (Сероводород)					
Организованные источники:					
1	3	Нефтепромысел по 6025П	0001	0,000977	0,000030
			0002	0,000977	0,000290
Всего по организованным:				0,001954	0,000320
Неорганизованные источники:					
			6001	0,000005	0,000172
			6002	0,000001	0,000047
Всего по неорганизованным:				0,000006	0,000219
Итого по предприятию :				0,001960	0,000539
Вещество 0402 Бутан					
Организованные источники:					
1	3	Нефтепромысел по 6025П	0001	0,022301	0,000359
			0002	0,022301	0,003518
Всего по организованным:				0,044602	0,003877
Неорганизованные источники:					
			6001	0,000125	0,003945
			6002	0,000034	0,001079
Всего по неорганизованным:				0,000159	0,005024
Итого по предприятию :				0,044761	0,008901
Вещество 0405 Пентан					
Организованные источники:					
1	3	Нефтепромысел по 6025П	0001	0,009353	0,000140
			0002	0,009353	0,001378
Всего по организованным:				0,018706	0,001518
Неорганизованные источники:					
			6001	0,000052	0,001655
			6002	0,000014	0,000451
Всего по неорганизованным:				0,000066	0,002106
Итого по предприятию :				0,018772	0,003624
Вещество 0410 Метан					

Площадка	Цех	Название цеха	Источник	Предлагаемые нормативы П Д В (ВСВ)	
				г/с	т/год
1	2	3	4	5	6
Организованные источники:					
1	3	Нефтепромысел по 6025П	0001	0,016944	0,001695
			0002	0,016944	0,016618
Всего по организованным:				0,033888	0,018313
Неорганизованные источники:					
			6001	0,000093	0,002936
			6002	0,000025	0,000801
Всего по неорганизованным:				0,000118	0,003737
Итого по предприятию :				0,034006	0,022050
Вещество 0416 Смесь углеводородов предельных С6-С10					
Организованные источники:					
1	3	Нефтепромысел по 6025П	0001	0,004244	0,000066
			0002	0,004244	0,000648
Всего по организованным:				0,008488	0,000714
Неорганизованные источники:					
			6001	0,000024	0,000751
			6002	0,000006	0,000205
Всего по неорганизованным:				0,000030	0,000956
Итого по предприятию :				0,008518	0,001670
Вещество 0417 Этан					
Организованные источники:					
1	3	Нефтепромысел по 6025П	0001	0,040135	0,001168
			0002	0,040135	0,011453
Всего по организованным:				0,080270	0,012621
Неорганизованные источники:					
			6001	0,000224	0,007076
			6002	0,000061	0,001929
Всего по неорганизованным:				0,000285	0,009005
Итого по предприятию :				0,080555	0,021626
Вещество 0418 Пропан					
Организованные источники:					
1	3	Нефтепромысел по 6025П	0001	0,051489	0,000948
			0002	0,051489	0,009297
Всего по организованным:				0,102978	0,010245
Неорганизованные источники:					
			6001	0,000289	0,009103
			6002	0,000079	0,002482
Всего по неорганизованным:				0,000368	0,011585
Итого по предприятию :				0,103346	0,021830
Вещество 0621 Метилбензол (Толуол)					
Неорганизованные источники:					
1	3	Нефтепромысел по 6025П	6001	0,003188	0,100531
Всего по неорганизованным:				0,003188	0,100531
Итого по предприятию :				0,003188	0,100531
Вещество 1052 Метанол (Метиловый спирт)					
Неорганизованные источники:					
1	3	Нефтепромысел по 6025П	6001	0,004782	0,150796
Всего по неорганизованным:				0,004782	0,150796
Итого по предприятию :				0,004782	0,150796
Вещество 2704 Бензин (нефтяной, малосернистый) (в пересчете на углерод)					

Площадка	Цех	Название цеха	Источ ник	Предлагаемые нормативы П Д В (ВСВ)	
				г/с	т/год
1	2	3	4	5	6
Неорганизованные источники:					
1	3	Нефтепромысел по 6025П	6001	0,009563	0,301593
Всего по неорганизованным:				0,009563	0,301593
Итого по предприятию :				0,009563	0,301593
Вещество 2732 Керосин					
Неорганизованные источники:					
1	3	Нефтепромысел по 6025П	6001	0,014345	0,452389
Всего по неорганизованным:				0,014345	0,452389
Итого по предприятию :				0,014345	0,452389
Всего веществ :				0,323796	1,085549

3.2.8 Сведения о санитарно-защитной зоне (СЗЗ)

В соответствии:

- с СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов». М: Минздрав России, 2003 (Новая редакция в соответствии с Постановлением Главного государственного санитарного врача РФ от 25 сентября 2007 г. N 74 «О введении в действие новой редакции санитарно-эпидемиологических правил и нормативов СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов»);
- с Проектом Проекту нормативов предельно допустимых выбросов (ПДВ) загрязняющих веществ в атмосферу для Новодолговского, Ишувского, Красногвардейского, Крутоярского, Докучаевского, Новомедведкинского, Севастьяновского, Спиридоновского, Южно-Спиридоновского, Зоринского, Давыдовского, Конновского, Шулаевского, Пролетарского и Речного месторождения ПАО «Оренбургнефть», выполненный ООО «НТЦ «Промбезопасность», г. Оренбург, 2015 год (санитарно-эпидемиологическое заключение № 56.01.08.000.Т.000735.09.15 от 22.09.2015г., решение об установлении нормативов предельно допустимых выбросов вредных (загрязняющих) веществ (за исключением радиоактивных) в атмосферный воздух стационарных источников выбросов, находящихся на объектах хозяйственной и иной деятельности, подлежащих федеральному государственному экологическому надзору № ЛЧ-04-22/4978 от 30.09.2015г.)

ориентировочный размер СЗЗ для действующих объектов Ишувского месторождения принят для скважин и АГЗУ в размере 300 м. Окончательный размер СЗЗ будет установлен в самостоятельном проекте организации СЗЗ.

В соответствии с СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов». М: Минздрав России, 2003 (Новая редакция в соответствии с Постановлением Главного государственного санитарного врача РФ от 25 сентября 2007 г. N 74 «О введении в действие новой редакции санитарно-эпидемиологических правил и нормативов СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов») и объектами аналогами для проектируемых объектов Ишувского месторождения (обустраиваемая скважина № 443) ориентировочный размер СЗЗ принимается – 300 м.

В принятую ориентировочную СЗЗ жилые дома, спортивные сооружения, образовательные и детские учреждения, лечебно-профилактические и оздоровительные учреждения общего пользования, территории садоводческих товариществ и коттеджной застройки, коллективных или индивидуальных дачных и садово-огородных участков, а также другие территории с нормируемыми показателями качества среды обитания не попадают. Окончательный размер СЗЗ будет установлен в самостоятельном проекте организации СЗЗ.

Согласно СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 (раздел VI, п 6.3) санитарный разрыв устанавливается для ВЛ напряжением 330 кВ и более. Таким образом, для проектируемой ВЛ 6 кВ санитарный разрыв не устанавливается.

3.3 Оценка воздействия шумового воздействия на окружающую среду

В предлагаемых проектной документацией решениях условно можно выделить основной вид хозяйственной деятельности, оказывающий воздействие на окружающую среду период строительства проектируемого объекта.

3.3.1 Определение влияния шума от проектируемых объектов на окружающую среду

Период строительства проектируемых объектов

Строительство проектируемых объектов сопровождается использованием различных самоходных машин и механизмов, автомобильного транспорта и мобильной специальной техники: автокранов, тракторов, бульдозеров и т.д.

Перечисленное оборудование в процессе своей работы является источником шумового и вибрационного воздействия, прежде всего на обслуживающий персонал. Этот вид воздействия, не является серьезной угрозой для компонентов природной среды, но, безусловно, является фактором беспокойства животного мира.

В рассматриваемом случае к числу факторов, характеризующих и определяющих уровень шумового воздействия, следует отнести:

- временный характер шумового воздействия, ограниченный периодом строительства;
- незначительное количество одновременно работающей техники и транспортных средств (в основном одновременно работают не более двух-трех машин);
- непродолжительность проезда и работы техники в течение дня (рабочий день односменный восьмичасовой);
- удаленность территории жилой застройки населенного пункта и источниками шума;
- значительная удаленность других источников шума: транспортные потоки автомобильной дороги и железной дороги, что не позволяет шумовому воздействию от них накладываться на шумовой фон от работы строительной техники и передвижения транспортных средств.

С целью повышения гарантии защищенности от шума обслуживающего персонала, в расчете сделаны следующие допущения: не принимается во внимание, что часть технологических агрегатов находятся в блок - боксах, ограждающие конструкции которых обладают определенной звукопоглощающей способностью.

Для оценки уровня шума в близлежащем к площадке проектируемых работ населенном пункте был проведен *ориентировочный расчет уровня шума* от работающих механизмов, с учетом одновременной работы нескольких единиц строительной техники в соответствии с «Методическими рекомендациями по охране окружающей среды при строительстве и реконструкции автомобильных дорог», Государственный дорожный научно-исследовательский институт, г. Москва, 1999 г.

Для расчета принято следующее значение уровня шума для наиболее мощных дорожных машин:

- экскаватор (мощность более 200 кВт) – 92 дБа;
- бульдозер (мощность более 150 кВт) – 87 дБа;
- компрессор – 72 дБа.

Согласно п.п. 2.2.9. вышеуказанных методических рекомендаций «...при наличии нескольких источников суммарный уровень шума определяется путем добавления к уровню шума от максимального источника (величины, соответствующей разности между большим значением и последующим) (таблица 2.3. «Методических рекомендаций по охране окружающей среды при строительстве и реконструкции автомобильных дорог», Государственный дорожный научно-исследовательский институт, г. Москва, 1999 г.). Для каждого последующего источника также добавляется величина, соответствующая разности между ним и предыдущим суммарным значением.

Уровень шума составит: $92 + 1 + 0 = 93$ дБа.

Снижение уровня шума в зависимости от расстояния между источником и расчетной точкой определяется по таблице 2.4. «Методическими рекомендациями по охране окружающей среды при строительстве и реконструкции автомобильных дорог».

Получаем, что наибольший уровень шума для землеройных машин (дБа) составит: $93 - 30 = 63$ дБа (на расстоянии 300 м).

На основании проведенного расчета можно отметить, что:

- уровень звукового давления от работающих механизмов соответствует санитарным нормам на расстоянии менее чем 300 м, следовательно, можно утверждать, что и в ближайших к площадкам проектируемых работ населенном пункте Бобровка уровень шума не превысит установленных нормативов (максимальный уровень звука 70 - 80 дБа согласно СН 2.2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки». Минздрав России, г. Москва);
- действия техногенных шумов на период строительства носят кратковременный характер (ограничены периодом строительных работ) и локализованы площадкой работ.

Период эксплуатации проектируемых объектов

На основании анализа принятых технологических решений можно сделать вывод, что на период эксплуатации проектируемые объекты не будут являться дополнительными источниками шума к существующему положению. Для ВЛ напряжением 220 кВ и менее санитарно-гигиенические требования не предъявляются, а их эксплуатация регламентируется требованиями со стороны техники безопасности.

3.4 Оценка воздействия на поверхностные и подземные воды

В данном разделе рассмотрено водопотребление только на период строительства проектируемых сооружений, так как проектируемые объекты не являются источниками водопотребления в период эксплуатации (для проектируемых объектов согласно п. 3.9 ВНТП 3–85, производственное и хозяйственно-питьевое водоснабжение не требуются).

3.4.1 Водоснабжение на период строительства объекта

При строительстве проектируемых объектов водопотребление предусмотрено:

- на хозяйственно-питьевые нужды;
- на проведение строительных работ (в том числе для проведения гидравлического испытания трубопроводов).

На хозяйственно-питьевые нужды

На период проведения строительных работ в соответствии с ВНТП-3-85 (п.п. 3.24 - 3.26) для хозяйственно-питьевого водоснабжения следует использовать привозную воду. В соответствии с разделом 5 «Проект организации строительства», где проведен расчет потребности строительства в кадрах, численность рабочих и ИТР, занятых на строительстве (5 месяцев) объекта составляет 32 человека. На период проведения работ по строительству проектируемых объектов потребные расходы воды на хозяйственно-питьевые нужды обслуживающего персонала (строительной бригады) в соответствии с разделом 5 «Проект организации строительства» составят $178,2 \text{ м}^3$ за период строительства. Питание работающих привозное. Бытовые помещения для работающих предусмотрены в передвижных вагончиках типа «Универсал».

Проектом предусматривается, по согласованию с местной администрацией, временное проживание работающих в г. Бузулук, располагающий всеми необходимыми социально-бытовыми условиями для проживания, дополнительного жилья и объектов социально-бытового обслуживания не требуется. Доставка рабочих к месту строительства осуществляется ежедневно подрядной организацией своим автобусом от места их временного проживания до объекта. Расстояние перевозки работающих от г. Бузулук до места строительства – 72,00 км.

На проведение строительных работ

В соответствии с разделами ТКР и ПОС на период проведения строительных работ требуется вода технического качества для проведения гидравлического испытания трубопроводов.

После окончания строительного-монтажных работ трубопроводы и оборудование подвергаются гидравлическому испытанию по специальной инструкции. Специальная инструкция на очистку полости и испытание составляется строительной-монтажной организацией и согласовывается с заказчиком с учетом местных условий производства работ, также согласовывается с проектной организацией и утверждается председателем комиссии по проведению испытаний трубопроводов и оборудования.

В целях рационального использования воды, рекомендуется испытание нефтепровода производить отдельными участками (от задвижки до задвижки) с повторным использованием воды для проведения испытаний на соседнем и последующих участках.

Закачку воды в трубопроводы и их опрессовку предусматривается производить наполнительно-опрессовочным агрегатом АН-261.

На период испытания на концах испытываемого участка устанавливаются временные сферические заглушки. После испытания заглушки демонтируются.

Гидравлическое испытание следует проводить в летне-осенний период при температуре окружающего воздуха не ниже 5° С.

Предусматривается многократное использование испытательной среды (воды), расчетный объем воды необходимый для испытаний трубопроводов (в соответствии с разделом 5 «Проект организации строительства») составит 10,64 м³.

После гидроиспытаний трубопроводы полностью освобождаются от воды, через соответствующие дренажи, с дальнейшей откачкой в технологический процесс на УПН «Тананыкская», где проходит стадии технологического процесса, согласно принятой схемы с дальнейшей утилизацией в системе ППД месторождения, без ее сброса в окружающую среду.

Так же на период строительства потребуется вода для производственных нужд, в соответствии с разделом 5 «Проект организации строительства» расчетный объем безвозвратного потребления воды составит 99,0 м³ за период строительства.

Количество воды для нужд пожаротушения в соответствии с разделом 5 «Проект организации строительства» составит 5,00 л/с. В соответствии с разделом 5 «Проект организации строительства» п. 8.3. «Пожарная безопасность» до начала производства работ на строительной площадке необходимо смонтировать две емкости с запасом воды по 27 м³ каждая.

Общая потребность в воде на период строительства составит – 287,84 м³ за период строительства.

Данные объемы водоснабжения определены только на период строительства объекта и в балансе водопотребления и водоотведения предприятия не учитываются.

3.4.2 Источники водоснабжения

На период строительства

Все работающие на строительстве обеспечиваются питьевой бутилированной водой (договор на поставку питьевой воды см. в приложении). Обеспечение строительной площадки водой для хозяйственно-бытовых нужд привозное. Вахтовый метод при строительстве данного объекта не предусматривается. Рабочий персонал в период строительства будет размещаться в ближайшем населенном пункте.

Воду для гидравлического испытания предусматривается использовать с УПН «Тананыкская».

3.4.3 Количество и характеристика сточных вод

В предлагаемых проектной документацией решениях условно можно выделить два основных вида хозяйственной деятельности, оказывающих воздействие на окружающую среду:

- период строительства проектируемых объектов;
- период эксплуатации проектируемых объектов.

3.4.3.1 Количество и характеристика сточных вод на период строительства

При строительстве проектируемых объектов образуются:

- хозяйственно-бытовые сточные воды (образуются в процессе жизнедеятельности строительного персонала);
- производственные сточные воды (после проведения гидроиспытаний).

Бытовые сточные воды

В соответствии с разделом 5 «Проект организации строительства» проектом рекомендуется предусмотреть временное проживание рабочих в г. Бузулук, располагающем всеми необходимыми социально-бытовыми условиями для проживания. На строительной площадке устанавливаются на

время строительства передвижные вагончики для обогрева и приема пищи с возможностью устройства рабочего места для ИТР (прораб, мастер, инженер ПТО и т.д.), мобильные туалетные кабинки «Стандарт» и водонепроницаемые выгребные емкости заводского изготовления, в которых накапливаются хозяйственно-бытовые сточные воды (вывозятся на утилизацию – договор см. приложение). При строительстве линейной части предусматриваются мобильные (передвижные) бытовые помещения для обогрева рабочих-строителей и мобильные (передвижные) туалетные кабинки. Строительная бригада не находится на строительной площадке круглосуточно (проживание рабочих не предусмотрено на самих рабочих местах).

Количество хозяйственно-бытовых сточных вод приравнивается к объемам водопотребления. Соответственно расчетный расход сточных вод в соответствии с разделом 5 «Проект организации строительства» составляет $178,2 \text{ м}^3$ за период строительства.

Хозяйственно-бытовые сточные воды имеют обычный состав и содержат на одного работающего: до 22 г/сут взвешенных веществ, до 25 г/сут БПК, до 2,6 г/сут азота аммонийных солей, до 3,0 г/сут хлоридов, до 0,8 г/сут ПАВ, до 1,1 г/сут фосфатов и патогенные организмы.

Производственные сточные воды (после проведения гидроиспытаний)

Предусматривается многократное использование испытательной среды (воды), расчетный объем воды необходимый для испытаний трубопроводов (в соответствии с разделом 5 «Проект организации строительства») составит $10,64 \text{ м}^3$.

После гидроиспытаний трубопроводы полностью освобождаются от воды, через соответствующие дренажи, с дальнейшей откачкой в технологический процесс на УПН «Тананыкская», где она проходит стадии технологического процесса, согласно принятой схемы с дальнейшей утилизацией в системе ППД месторождения, без ее сброса в окружающую среду.

Данные объемы водоотведения определены только на период строительства объекта и в балансе водопотребления и водоотведения предприятия не учитываются.

3.4.3.2 Количество и характеристика сточных вод на период эксплуатации объекта

При эксплуатации проектируемых объектов образуются:

- дождевые сточные воды - представляют собой стоки с промышленных площадок после любых атмосферных осадков.

На технологических площадках вновь проектируемых объектов постоянное присутствие персонала не предусмотрено и для обслуживания данных объектов дополнительного увеличения обслуживающего персонала не требуется, обслуживание скважин производится существующим персоналом (обслуживание проектируемых скважин предусматривается существующим персоналом бригады АО «Оренбургнефть», дислоцированной на территории УПН Тананыкского месторождения без увеличения численности). Режим работы линейной части непрерывный, круглосуточный в течение 365 суток (8760 часов). Работа по обслуживанию технологического оборудования осуществляется вахтовым методом в четыре смены. Управление и контроль за ходом технологического процесса осуществляется из диспетчерского пункта расположенного на УПН Тананыкского месторождения.

В связи с выше сказанным расчет количества хозяйственно-бытовых сточных вод на период эксплуатации проектируемых объектов (обустраиваемые скважины и выкидные трубопроводы) не производился.

Дождевые сточные воды

Для отвода производственно-дождевых стоков с приустьевой площадки нефтяной скважины № 443 Ишуевского месторождения предусматриваются канализационные емкости для производственно-дождевых стоков.

С площадки нефтяной скважины производственно-дождевые стоки намечается отводить в железобетонную подземную емкость объемом 5 м^3 .

По мере накопления производственно-дождевые сточные воды будут передавать на площадку УПН «Тананыкская», где пройдут стадии технологического процесса, согласно принятой схемы с дальнейшей утилизацией в системе ППД месторождения.

В соответствии с принятой схемой канализации предусматриваются следующие сооружения на площадке одной нефтяной скважины:

- емкость канализационная производственно-дождевых стоков объемом 5 м^3 ;

- самотечная сеть производственно-дождевой канализации.

Количество дождевых стоков определено в соответствии с Разделом 4 «Здания, строения и сооружения, входящие в инфраструктуру линейного объекта» подраздел 5 «Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений» часть 3 «Система водоотведения». Объем сточных вод с площадок определяется в соответствии с «Рекомендациями по расчету систем сбора, отведения и очистки поверхностного стока с селитебных территорий, площадок предприятий и определению условий выпуска его в водные объекты» ФГУП «НИИ ВОДГЕО». Расход производственно-дождевых вод с приустьевых площадок скважин принят по максимальному суточному слою осадков (62 мм), с учетом коэффициента стока 0,95 и канализуемой площади. Количество дождевых стоков составит по 8,1 м³/год с площадки скважины № 443.

Средние концентрации загрязнения в дождевых сточных водах, сбрасываемых с площадок, принимается:

- для взвешенных веществ - 300 мг/л;
- для БПК - 20 – 40 мг/л;
- для нефтепродуктов - 50 – 100 мг/л.

Дождевые (талые) сточные воды ввиду их не периодичности в балансе водопотребления и водоотведения предприятия не учитываются.

3.4.4 Проектные решения по очистке сточных вод

На период строительства

В соответствии с разделом 5 «Проект организации строительства» проектом рекомендуется предусмотреть временное проживание работающих в г. Бузулук, располагающем всеми необходимыми социально-бытовыми условиями для проживания. На строительной площадке устанавливаются на время строительства передвижные вагончики для обогрева и приема пищи с возможностью устройства рабочего места для ИТР (прораб, мастер, инженер ПТО и т.д.), мобильные туалетные кабинки и водонепроницаемые выгребные емкости заводского изготовления, в которых накапливаются хозяйственно-бытовые сточные воды (вывозятся на утилизацию – договор см. приложение). При строительстве линейной части предусматриваются мобильные (передвижные) бытовые помещения для обогрева рабочих-строителей и мобильные (передвижные) туалетные кабинки.

Испытываемый участок трубопровода отсекается заглушками, с помощью передвижного опрессовочного агрегата закачивается испытательная жидкость (вода) под требуемым давлением. После проведения испытания участка трубопровода на прочность и герметичность испытательная среда собирается в опрессовочный агрегат для последующего использования. После гидроиспытаний трубопроводы полностью освобождаются от воды, через соответствующие дренажи, с дальнейшей откачкой в технологический процесс на УПН «Тананыкская», где она проходит стадии технологического процесса, согласно принятой схемы с дальнейшей утилизацией в системе ППД месторождения, без ее сброса в окружающую среду. Сточные воды не образуются. Сброс жидкости в окружающую среду исключается.

На период эксплуатации

Для отвода производственно-дождевых стоков с приустьевой площадки нефтяной скважины № 443 предусматриваются канализационные емкости для производственно-дождевых стоков.

В качестве емкости производственно-дождевых стоков принят подземный железобетонный колодец объемом 5 м³, выполненный из сборных железобетонных элементов по ГОСТ 8020-2016, диаметром 2000 мм, оборудованный гидрозатвором высотой не менее 0,25 м в соответствии с п. 3.41 ВНТП 3-85, воздушником с огнепреградителем. Вокруг люка емкости предусматривается ограждение.

Водонепроницаемость емкости объемом 5 м³ достигается путем покрытия внутренних и наружных поверхностей:

- коллоидно-цементным раствором КЦР - 1 слой толщиной 12 мм;
- грунтовкой - лаком ХС-724 ГОСТ 23494-79 - 2 слоя;
- эмалью ХС-759 ГОСТ 23494-79 - 2 слоя.

Необходимо произвести гидравлическое испытание на водонепроницаемость (герметичность) емкости согласно п. 7.31 СНиП 3.05.04-85 «Наружные сети и сооружения водоснабжения и канализации».

Самотечные сети производственно-дождевых канализаций проектируется подземно из чугунных труб ВЧШГ-Т диаметром 200 мм по ТУ 1461-067-90910065-2013. Глубина заложения дождевых канализации не менее от 1,40 м от поверхности земли до низа трубы. Глубина заложения производственно-дождевой канализации не менее 1,4 м от поверхности земли до низа трубы.

3.4.5 Баланс водопотребления и водоотведения

Для проектируемых объектов согласно п. 3.9 ВНТП 3–85, производственное и хозяйственно-питьевое водоснабжение не требуются. При эксплуатации проектируемого объекта производственные стоки не образуются, в связи с этим баланс водопотребления и водоотведения по проектируемым объектам не проводился, так как, водопотребления и водоотведения для данных объектов не предусматривается.

Таблица 3.15 – Характеристика водопотребления и водоотведения (период строительства)

№ п/п	Виды (категории) потребления воды	Водопотребление				Водоотведение					Примечание
		Количество потребляемой воды, м3/период строительства				Количество отводимых сточных вод, м3/период строительства					
		Всего	На производственные нужды	Хозяйственно-питьевой		Всего	Производственные сточные воды	Хозяйственно-бытовые сточные воды		Безвозвратное потребление	
Итого	м3			Итого	м3						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	Хозяйственно-бытовые нужды	178,2		178,2	72,6 105,6	178,2		178,2	72,6 105,6		Проектом рекомендуется предусмотреть временное проживание работающих в г. Бузулук Хозяйственно-бытовые сточные воды на строительной площадке накапливаются в водонепроницаемые выгребные емкости (заводского изготовления) и вывозятся для утилизации согласно договора на очистные сооружения г. Бузулук
2	Гидроиспытания	10,64	10,64			10,64	10,64				Передаются на УПН Тананьковского месторождения и используются в системе ППД месторождения
3	Производственные	99	99,00			99				99,00	Безвозвратное потребление
4	Итого за период строительства	287,84	109,64	178,20	178,20	287,84	10,64	178,20	178,20	99,00	

Учитывая, что сбросы сточных вод в поверхностные (подземные) водные объекты будут отсутствовать, можно утверждать, что прямого воздействия на водные объекты оказываться не будет.

3.5 Оценка воздействие отходов производства и потребления

Деятельность по обращению с отходами производства и потребления в период строительства объектов, осуществляет подрядная организация по выполнению строительно-монтажных работ. Деятельность по обращению с отходами производства и потребления в период эксплуатации проектируемых сооружений осуществляет собственник объекта – АО «Оренбургнефть».

АО «Оренбургнефть» осуществляет деятельность по сбору, использованию, обезвреживанию, транспортировке и размещению отходов в соответствии с лицензией серия № (56)-874-УРБ от 27 июля 2016г. (лицензия представлена в приложении). Деятельность компании в области обращения с отходами осуществляется в соответствии с «Проектом нормативов образования отходов и лимитов на их размещение (ПНООЛР) ПАО «Оренбургнефть» для объектов, расположенных в Курманаевском районе Бобровское, Гаршинское, Герасимовское, Долговское, Ишуевское, Красногвардейское, Курманаевское, Савельевское, Спиридоновское, Тананыкское, Широкодольское, Шулаевское, Южно-Спиридоновское месторождения», ООО «МИК-инжиниринг», г. Оренбург, 2015 год (приказ Росприроднадзора по Оренбургской области № Н/О -98 от 28.04.2016 года).

В данном разделе проводится оценка воздействия на окружающую среду в результате образования и размещения отходов в процессе реализации намечаемой деятельности.

3.5.1 Виды и количество отходов проектируемого объекта

В процессе реализации намечаемой деятельности отходы будут образовываться на всех без исключения этапах работ:

- на этапе строительства объекта (подготовительные, земляные, строительно-монтажные работы - монтаж оборудования):
 - мусор от офисных и бытовых помещений организаций несортированный (исключая крупногабаритный) (код - 7 33 100 01 72 4);
 - лом и отходы стальных изделий незагрязненные (код - 4 61 200 01 51 5);
 - шлак сварочный (код - 9 19 100 02 20 4);
 - остатки и огарки стальных сварочных электродов код (код - 9 19 100 01 20 5);
 - отходы битумно-полимерной изоляции трубопроводов (код - 8 26 141 31 71 4);
 - лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме (код - 8 22 201 01 21 5);
 - лом и отходы незагрязненные, содержащие медные сплавы в виде изделий, кусков, несортированные (код - 4 62 100 01 20 5);
 - лом железобетонных изделий, отходы железобетона в кусковой форме (код - 8 22 301 01 21 5);
 - отходы затвердевшего строительного раствора в кусковой форме (код - 8 22 401 01 21 4);
 - тара из черных металлов, загрязненная лакокрасочными материалами (содержание 5 % и более) (код - 4 68 112 01 51 3);
 - лом электротехнических изделий из алюминия (провод, голые жилы кабелей и шнуров, шины распределительных устройств, трансформаторов, выпрямители) (код - 4 62 200 02 51 5);
- на этапе эксплуатации объекта:
 - отходы (шлам) при очистке сетей, колодцев дождевой (ливневой) канализации (код - 7 21 800 01 39 4);
 - шлам очистки емкостей и трубопроводов от нефти и нефтепродуктов (код - 9 11 200 02 39 3).

Результаты расчета количества отходов, образующихся при реализации намеченных проектом целей, представлены в приложении.

Каждый из подрядчиков имеет свои индивидуальные автотранспортные базы. На площадку строительства допускается только исправная техника, своевременно прошедшая диагностику и технический осмотр. На стройплощадках и стоянках дорожно-строительной техники ремонт техники не производится, в связи, с чем изношенные шины, металлические детали, отработанные масла на объектах строительства не образуются и учитываются в отчетности субподрядной организации, участвующей в строительстве. В сведениях об отходах, образующихся на период строительства, данные отходы не включены.

Количественные показатели объемов образования отходов будут уточняться на последующих стадиях разработки природоохранной документации.

Код отхода выбран в соответствии с ФККО (Федеральный классификационный каталог отходов, Утвержден приказом Федеральной службы по надзору в сфере природопользования от 22.05.2017 № 242), как наиболее подходящий для данного вида отхода.

3.5.2 Оценка степени токсичности отходов

Класс опасности образующихся отходов определен в соответствии с Федеральным классификационным каталогом отходов, Утвержден приказом Федеральной службы по надзору в сфере природопользования от 22.05.2017 № 242.

Количество образующихся отходов по классам опасности за период строительства приведено в таблице 3.16.

Таблица 3.16 - Наименование и количество отходов, образующихся за период строительства

Класс опасности (по ФККО)	Наименование отхода (код по ФККО)	Количество отходов, т	Количество отходов по классам опасности, т
На период строительства проектируемых объектов			
III класс опасности	Тара из черных металлов, загрязненная лакокрасочными материалами (содержание 5 % и более) (код - 4 68 112 01 51 3)	0,003600	0,003600
IV класс опасности	Мусор от офисных и бытовых помещений организаций несортированный (исключая крупногабаритный) (код - 7 33 100 01 72 4)	0,933333	1,102203
	Шлак сварочный (код - 9 19 100 02 20 4)	0,036000	
	Отходы битумно-полимерной изоляции трубопроводов (код - 8 26 141 31 71 4)	0,014790	
	Отходы затвердевшего строительного раствора в кусковой форме (код - 8 22 401 01 21 4)	0,118080	
V класс опасности	Лом и отходы стальных изделий незагрязненные (код - 4 61 200 01 51 5)	2,708900	5,296490
	Остатки и огарки стальных сварочных электродов (код - 9 19 100 01 20 5)	0,067500	
	Лом и отходы незагрязненные, содержащие медные сплавы в виде изделий, кусков, несортированные (код - 4 62 100 01 20 5)	0,017190	
	Лом железобетонных изделий, отходы железобетона в кусковой форме (код - 8 22 301 01 21 5)	0,656000	
	Лом электротехнических изделий из алюминия (провод, голые жилы кабелей и шнуров, шины распределительных устройств, трансформаторов, выпрямители) (код - 4 62 200 02 51 5)	0,097900	
	Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме (код - 8 22 201 01 21 5)	1,749000	
ИТОГО:			6,402293
Примечание - Код отхода выбран в соответствии с ФККО (Федеральный классификационный каталог отходов, Утвержден приказом Федеральной службы по надзору в сфере природопользования от 22.05.2017 № 242), как наиболее подходящий для данного вида отхода.			

Во время ведения строительных работ основную массу из общего объёма оставляют отходы 4 и 5 класса опасности – малоопасные и практически неопасные для окружающей среды.

Количество образующихся отходов по классам опасности на период эксплуатации приведено в таблице 3.17.

Таблица 3.17 - Наименование и количество отходов, образующихся на период эксплуатации

Класс опасности (по ФККО)	Наименование отхода (код по ФККО)	Количество отходов, т	Количество отходов по классам опасности, т
На период эксплуатации проектируемых объектов			
III класс опасности	Шлам очистки емкостей и трубопроводов от нефти и нефтепродуктов (код - 9 11 200 02 39 3)	0,368880	0,368880
IV класс опасности	Отходы (шлам) при очистке сетей, колодцев дождевой (ливневой) канализации (код - 7 21 800 01 39 4)	0,06075	0,060750
ИТОГО:			0,429630
Примечание - Код отхода выбран в соответствии с ФККО (Федеральный классификационный каталог отходов, Утвержден приказом Федеральной службы по надзору в сфере природопользования от 22.05.2017 № 242), как наиболее подходящий для данного вида отхода.			

3.5.3 Обращение с отходами производства и потребления

Строительные отходы, образующиеся в процессе проведения строительно-монтажных работ, предусматривается временно накапливать на специально отведенной оборудованной площадке с целью последующей передачи на использование или захоронение (при невозможности использования). Деятельность по обращению с отходами, образованными в процессе строительства объектов, ведётся только в рамках образования и накопления отходов. Твёрдые коммунальные отходы транспортируются автотранспортом лицензируемой организации и подлежат захоронению на санкционированном полигоне. Остальные виды отходов передаются по договорам специализированным подрядным организациям, имеющим лицензии на право обращения с данными видами отходов. Периодичность вызова отходов от материалов и изделий в процессе строительного производства принимается один раз в месяц, а также после окончания строительства.

Обращение с отходами и их удаление производятся в соответствии с требованиями нормативных документов, современными методами и технологиями обезвреживания производственных и коммунальных отходов, исключающими их долговременное накопление на промышленных площадках, а также загрязнение атмосферного воздуха, подземных вод и недр. Деятельность по обращению с отходами производства и потребления в период эксплуатации проектируемых сооружений осуществляет собственник объекта – АО «Оренбургнефть». Безопасное обращение с отходами при их накоплении и транспортировке регламентируется «Регламентом по обращению с отходами производства и потребления АО «Оренбургнефть».

Необходимым условием безопасного обращения с отходами является раздельное накопление образующихся отходов по видам и классам опасности, создание соответствующих условий для безопасного накопления отходов разных классов опасности для окружающей природной среды. Места временного накопления отходов на территории промышленной площадки оборудуются в соответствии с требованиями нормативных документов с учетом класса опасности, физико-химических свойств, реакционной способности образующихся отходов с соблюдением беспрепятственного подъезда транспорта для их погрузки и вывоза на объекты накопления или объекты размещения отходов. Хранение отходов на рабочих местах не допускается.

Строительные потоки, осуществляющие строительство, оснащаются передвижными мусоросборниками для накопления строительных отходов и отходов производства и потребления на трассе. При строительстве линейной части предусматриваются мобильные (передвижные) бытовые помещения для обогрева рабочих-строителей и биотуалет.

Согласно договору на строительство подрядчик обеспечивает выполнение на территории проведения работ необходимых мероприятий по санитарно-экологической обстановке, в том числе передачу отходов лицензированным организациям (генеральная подрядная строительная организация будет определена по результатам конкурсного отбора). Все строительные материалы (песчано-гравийная смесь, песок, щебень, грунт и т. п.) имеют 100 % использование.

Сведения об отходах, образующихся при строительстве и эксплуатации проектируемого объекта, представлены в таблице 3.18. Договоры на оказание услуг по обращению с отходами приведены в приложении.

Принятая схема обращения с отходами удовлетворяет санитарным и экологическим требованиям по временному накоплению отходов производства и потребления и практически исключает негативное воздействие на окружающую среду.

Таблица 3.18 - Характеристика отходов и способы обращения с отходами производства и потребления на проектируемом объекте

Наименование отхода	Место образования (цех, процесс)	Код (класс опасности)	Физ. Состояние*	Период образования	Кол-во отходов		Использование отходов, т/год / м3/год		Способ удаления, складирования**
					т/сут	т/год (м3/год)	передано др. пред.	складировано	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
На период строительства проектируемых объектов									
Мусор от офисных и бытовых помещений организаций несортированный (исключая крупногабаритный) (код - 7 33 100 01 72 4)	Мусор от бытовых помещений организаций несортированный (исключая крупногабаритный) образуется в результате жизнедеятельности персонала предприятий в период его нахождения на рабочем месте, при санитарной уборки бытовых и офисных помещений предприятия	7 33 100 01 72 4	Бумага, картон - 40-50 %, полимерные материалы - 25-30 %, также может содержать: металл, текстиль, пищевые отходы, стекло, резина, песок, вода, древесина.	Постоянно	-	0,933333	0,933333	-	Накапливаются в металлических контейнерах (баки для мусора), установленных на открытых бетонных площадках. Транспортируются согласно договору на полигон ПТБО г. Бузулука (ГРОРО 56-00009-3-00758-281114).
Лом и отходы стальных изделий незагрязненные (код - 4 61 200 01 51 5)	Строительная площадка	4 61 200 01 51 5	Тверд. Лом стальной - 100 %	После проведения монтажных работ	-	2,708900	2,708900	-	Согласно методическим рекомендациям «Предельное накопление токсичных промышленных отходов

Наименование отхода	Место образования (цех, процесс)	Код (класс опасности)	Физ. Состояние*	Период образования	Кол-во отходов		Использование отходов, т/год / м3/год		Способ удаления, складирования**
					т/сут	т/год (м3/год)	передано др. пред.	складировано	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
									на территории предприятий (организаций) за № 3209-85», допускается накопление навалом на открытой площадке малоопасных отходов в т. ч. и 4-го класса: накапливаются в металлических контейнерах, установленных в местах выполнения работ. Подлежат реализации согласно договору с ООО "ММК" (договор см. приложение).
Остатки и огарки стальных сварочных электродов (код - 9 19 100 01 20 5)	Строительная площадка	9 19 100 01 20 5	Тверд. Мп - 0,42 %; Fe - 93,48 %; Fe2O3 - 1,5 %; С - 4,9 %.	После проведения монтажных работ	-	0,067500	0,067500	-	Согласно методическим рекомендациям «Предельное накопление токсичных промышленных отходов на территории предприятий (организаций) за № 3209-85», допускается хранение навалом на открытой площадке малоопасных отходов в т. ч. и 4-го класса: накапливаются в металлических контейнерах, установленных в местах выполнения работ.

Наименование отхода	Место образования (цех, процесс)	Код (класс опасности)	Физ. Состояние*	Период образования	Кол-во отходов		Использование отходов, т/год / м3/год		Способ удаления, складирования**
					т/сут	т/год (м3/год)	передано др. пред.	складировано	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
									Подлежат реализации согласно договору с ООО "ММК" (договор см. приложение).
Шлак сварочный (код - 9 19 100 02 20 4)	Строительная площадка	9 19 100 02 20 4	Диоксид кремния-20-30 %, оксид кальция-15-25 %, так же может содержать: диоксид титана, закись железа, оксид железа, оксид марганца, оксид алюминия, механические примеси	Для соединения стальных конструкций и изделий из стали применяют сварные соединения	-	0,036000	0,036000	-	Согласно методическим рекомендациям «Предельное накопление токсичных промышленных отходов на территории предприятий (организаций) за № 3209-85», допускается накопление на открытой площадке малоопасных отходов в т. ч. и 4-го класса. Вывозится подрядчиком согласно договору подряда на строительство на полигон ТБО (ГРОО 56-00044-3-00321-080616).
Отходы затвердевшего строительного раствора в кусковой форме (код - 8 22 401 01 21 4)	Выполнение строительных работ	8 22 401 01 21 4	Песок, цемент	После проведения строительных работ	-	0,118080	0,118080	-	Согласно методическим рекомендациям «Предельное накопление токсичных промышленных отходов на территории предприятий (организаций) за № 3209-85», допускается накопление на открытой площадке малоопасных отходов в т. ч. и 4-го

Наименование отхода	Место образования (цех, процесс)	Код (класс опасности)	Физ. Состояние*	Период образования	Кол-во отходов		Использование отходов, т/год / м3/год		Способ удаления, складирования**
					т/сут	т/год (м3/год)	передано др. пред.	складировано	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
									<p>класса. Транспортируются подрядчиком согласно договору подряда на строительство на полигон твердых бытовых отходов (ГРОРО 56-00051-3-00705-021116).</p>
<p>Лом и отходы незагрязненные, содержащие медные сплавы в виде изделий, кусков, несортированные (код - 4 62 100 01 20 5)</p>	<p>Строительная площадка</p>	<p>4 62 100 01 20 5</p>	<p>Сплавы меди</p>	<p>После проведения строительных работ</p>	<p>-</p>	<p>0,017190</p>	<p>0,017190</p>	<p>-</p>	<p>Согласно методическим рекомендациям «Предельное накопление токсичных промышленных отходов на территории предприятий (организаций) за № 3209-85», допускается накопление на открытой площадке малоопасных отходов в т. ч. и 4-го класса: накапливаются в металлических контейнерах, установленных в местах выполнения работ. Подлежат реализации согласно договору с ООО "ММК" (договор см. приложение).</p>
<p>Лом железобетонных изделий, отходы железобетона в кусковой форме (код - 8 22 301 01 21 5)</p>	<p>Строительная площадка</p>	<p>8 22 301 01 21 5</p>	<p>Бетон, железо</p>	<p>После проведения строительных работ</p>	<p>-</p>	<p>0,656000</p>	<p>0,656000</p>	<p>-</p>	<p>Согласно методическим рекомендациям «Предельное накопление токсичных промышленных отходов</p>

Наименование отхода	Место образования (цех, процесс)	Код (класс опасности)	Физ. Состояние*	Период образования	Кол-во отходов		Использование отходов, т/год / м3/год		Способ удаления, складирования**
					т/сут	т/год (м3/год)	передано др. пред.	складировано	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
				работ					на территории предприятий (организаций) за № 3209-85», допускается накопление на открытой площадке малоопасных отходов в т. ч. и 4-го класса. Транспортируются подрядчиком согласно договору подряда на строительство на полигон твердых бытовых отходов (ГРОРО 56-00051-3-00705-021116).
Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме (код - 8 22 201 01 21 5)	Строительная площадка	8 22 201 01 21 5	Бетон	После проведения строительных работ	-	1,749000	1,749000	-	Согласно методическим рекомендациям «Предельное накопление токсичных промышленных отходов на территории предприятий (организаций) за № 3209-85», допускается накопление на открытой площадке малоопасных отходов в т. ч. и 4-го класса. Транспортируются подрядчиком согласно договору подряда на строительство на полигон твердых бытовых отходов

Наименование отхода	Место образования (цех, процесс)	Код (класс опасности)	Физ. Состояние*	Период образования	Кол-во отходов		Использование отходов, т/год / м3/год		Способ удаления, складирования**
					т/сут	т/год (м3/год)	передано др. пред.	складировано	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
									(ГРОРО 56-00051-3-00705-021116).
Отходы битумно-полимерной изоляции трубопроводов (код - 8 26 141 31 71 4)	Строительная площадка	8 26 141 31 71 4	Масла нефтяное – 50 %; смола нефтяная – 11 %; асфальтены – 33 %; асфальтогенные кислоты и ангидриды – 6 %.	После проведения работ по изоляции оборудования	-	0,014790	0,014790	-	Согласно договору подряда на строительство, Подрядчик обеспечивает вывоз и сдачу образовавшегося отхода организации, имеющей лицензию на утилизацию данного вида отхода.
Лом электротехнических изделий из алюминия (провод, голые жилы кабелей и шнуров, шины распределительных устройств, трансформаторов, выпрямители) (код - 4 62 200 02 51 5)	Строительная площадка	4 62 200 02 51 5	Алюминий	Использование электротехнических изделий из алюминия с утратой потребительских свойств	-	0,097900	0,097900	-	Согласно методическим рекомендациям «Предельное накопление токсичных промышленных отходов на территории предприятий (организаций) за № 3209-85», допускается накопление на открытой площадке малоопасных отходов в т. ч. и 4-го класса: накапливаются в металлических контейнерах, установленных в местах выполнения работ. Подлежат реализации согласно договору с ООО "ММК" (договор см. приложение).

Наименование отхода	Место образования (цех, процесс)	Код (класс опасности)	Физ. Состояние*	Период образования	Кол-во отходов		Использование отходов, т/год / м3/год		Способ удаления, складирования**
					т/сут	т/год (м3/год)	передано др. пред.	складировано	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Тара из черных металлов, загрязненная лакокрасочными материалами (содержание 5 % и более) (код - 4 68 112 01 51 3)	Строительная площадка	4 68 112 01 51 3	Жесть - 95 %, краска - 5 %. Твердые.	После проведения работ по антикоррозийной обработке и оборудования	-	0,003600	0,003600	-	Согласно договору подряда на строительство, Подрядчик обеспечивает вывоз и сдачу образовавшегося отхода организации, имеющей лицензию на утилизацию данного вида отхода.
ИТОГО за период строительства проектируемых объектов:						6,402293	6,402293		
На период эксплуатации проектируемых объектов									
Отходы (шлам) при очистке сетей, колодцев дождевой (ливневой) канализации (код - 7 21 800 01 39 4)	Очистка сетей, колодцев дождевой (ливневой) канализации	7 21 800 01 39 4	Нефтепродукты вязкие - 2,0 %, вода, песок - 97,0 %, железо (II, III) оксиды - 1,0 %	постоянно	-	0,060750	0,060750	-	Накопление осуществляется в канализационные емкости далее передаются в накопитель замазученных почвогрунтов и снега Герасимовского месторождения Курманаевского района (ГРОРО 56-00037-Х-00609-270715).
Шлам очистки емкостей и трубопроводов от нефти и нефтепродуктов (код - 9 11 200 02 39 3)	Эксплуатация оборудования для транспортирования нефти (при очистке внутренних поверхностях)	9 11 200 02 39 3	Нефтепродукты - 50 -75 %, песок - 10-30 %, так же может содержать: вода, железа оксид, марганца оксид	при проведении зачистки трубопровода	-	0,368880	0,368880	-	Накопление осуществляется в дренажные емкости далее передаются в накопитель замазученных почвогрунтов и снега Герасимовского месторождения Курманаевского района

Наименование отхода	Место образования (цех, процесс)	Код (класс опасности)	Физ. Состояние*	Период образования	Кол-во отходов		Использование отходов, т/год / м3/год		Способ удаления, складирования**
					т/сут	т/год (м3/год)	передано др. пред.	складировано	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	й трубопровода отложений)								(ГРОРО 56-00037-Х-00609-270715).
ИТОГО на период эксплуатации проектируемых объектов:						0,429630	0,429630		
<p>Примечания:</p> <p>* - Физико-химическая характеристика отходов (состав, содержание элементов и т.д.) приведена согласно следующим источникам информации: ФККО (Федеральный классификационный каталог отходов, Утвержден приказом Федеральной службы по надзору в сфере природопользования от 22.05.2017 № 242); Приказ Федеральной службы по надзору в сфере природопользования № 810 от 13.10.2015 «Об утверждении Перечня среднестатистических значений для компонентного состава и условия образования некоторых отходов, включенных в федеральный классификационный каталог отходов»; Приказ ГУПР и ООС МПР России по Ханты-Мансийскому автономному округу № 75-Э от 16 июня 2004 г. "Об утверждении примерного компонентного состава опасных отходов, присутствующих в ФККО, которые не нуждаются в подтверждении класса опасности для окружающей природной среды"; Гун Р.Б., Нефтяные битумы. М. "Химия" , 1973 г. ГОСТ 6617-76. Битумы нефтяные строительные. Технические условия; Методические рекомендации по разработке проекта нормативов предельного размещения отходов для теплоэлектростанций, теплоэлектроцентралей, промышленных и отопительных котельных. Санкт-Петербург 1998 г.; Энциклопедия неорганических материалов. Главная редакция украинской советской энциклопедии, Киев, 1977 г.; Методические рекомендации по разработке проекта нормативов предельного размещения отходов для теплоэлектростанций, теплоэлектроцентралей, промышленных и отопительных котельных. Санкт-Петербург 1998 г.</p> <p>** - Договоры представлены в приложении.</p>									

3.6 Оценка воздействия на растительный и животный мир

Проектируемое строительство, связано с различного рода нарушениями растительного покрова. Потенциальными источниками нарушения целостности почв и, в основном, как следствие растительных сообществ являются всевозможные технологические процессы, и в первую очередь это касается строительства производственных объектов. Основное воздействие на растительность будет связано с механическими нарушениями целостности растительного покрова в результате строительства проектируемых объектов: при отчуждении почвенно-растительного покрова в процессе выемки грунта для прокладки трубопроводов, а также при маневрировании техники, задействованной в различных производственных процессах. При этом если рытье траншей (выемка грунта) вызывает полное уничтожение естественного почвенно-растительного покрова, то при движении техники неизбежны механические повреждения лишь надземных частей растений.

На этапе эксплуатации проектируемого объекта воздействие на растительный покров значительно снизится. Прежде всего, это касается механических нарушений, которые по завершению строительства будут сведены к минимуму (механические нарушения слабой степени в этот период могут наблюдаться только при проведении различного рода ремонтных работ).

Таким образом, в целом на период строительства прогнозируется средняя степень воздействия на растительный покров, а на период эксплуатации – слабая (незначительная).

При выполнении проектных решений и соблюдении необходимых экологических требований растительный покров на смежных (прилегающих) с проектируемой территорией участках нарушениям подвержена не будет.

Наиболее значимыми и интенсивными факторами воздействия на животный мир могут являться: прямое изъятие мест обитания, ухудшение кормовой базы и фактор беспокойства.

При строительстве проектируемых объектов основными источниками прямого воздействия на животных будут являться опорно-двигательная часть строительных машин, механизмов всех видов автотранспорта. На участках строительства при полном сведении растительности и частичном нарушении рельефа можно ожидать смену биогеоценозов. После прекращения работ и проведения рекультивационных работ биотопы на прилегающих участках способны самовосстановиться. Проектируемые объекты не могут служить серьезной помехой при передвижении животных. Воздействие на этапе строительства связано с фактором беспокойства, обусловленным работой оборудования, движением автотранспорта, присутствием людей и связанными с этим шумом, запахом, вибрациями и прочими физическими факторами. Прямое механическое воздействие на животный мир будет оказано на представителей фауны, обитающих непосредственно на площадках строительства. Шумовое воздействие строительных работ производит отпугивающий эффект, что в период строительства несколько снижает травматизм и гибель животных от прямого механического воздействия.

Воздействие на животный мир от строительных площадок в целом прогнозируется как умеренное. Масштабы антропогенного воздействия после реализации проектных решений значительно уменьшатся, а его степень снизится.

Проектируемый объект не является фактором дополнительной нагрузки на растительный и животный мир. Его безаварийная эксплуатация не приведёт к изменению существующего состояния ни одного компонента окружающей природной среды.

В рамках общего техногенного воздействия на данной территории можно утверждать, что реализация проектных решений, при строгом соблюдении технологии производства и природоохранных мероприятий не окажет дополнительного отрицательного воздействия на животный мир на сильно преобразованных территориях.

4 ПРОГНОЗ ИЗМЕНЕНИЯ СОСТОЯНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ ПОД ВОЗДЕЙСТВИЕМ ПРОЕКТИРУЕМОГО ОБЪЕКТА

4.1 Общая характеристика воздействия на окружающую среду

Настоящий раздел представляет собой сводную характеристику результатов воздействия, приводимую с целью обоснования возможности (невозможности) строительства и последующей эксплуатации проектируемых объектов.

В предлагаемых проектной документацией решениях, на основании проведенной оценки воздействия, можно условно выделить два основных вида хозяйственной деятельности, оказывающих воздействие на окружающую среду:

- период строительства проектируемого объекта;
- период эксплуатации.

Процесс **строительства** можно разделить на следующие этапы:

- 1 Этап: подготовительные работы;
- 2 Этап: земляные работы;
- 3 Этап: строительно-монтажные работы;
- 4 Этап: техническая и биологическая рекультивация площадки.

1 Этап: подготовительные работы

Вид работ: подготовительные работы при строительстве: планировка, транспортировка и складирование оборудования.

Источник воздействия: автодорожный транспорт, строительная дорожная техника. Выхлопные газы автотранспортной, строительной и дорожной техники, хозяйственные сточные воды, твердые бытовые отходы, отходы строительства.

Объект воздействия: почвенно-растительный покров на территории, отведенной под строительство (трассы линейных сооружений: дорог, трубопроводов, линий электропередач). Растительный и животный мир, атмосферный воздух, почвы, грунты, поверхностные и подземные воды.

2 Этап: земляные работы

Вид работ: рытье траншей.

Источник воздействия: автодорожный транспорт, строительная дорожная техника. Выхлопные газы автотранспортной, строительной и дорожной техники, хозяйственные сточные воды, твердые бытовые отходы, отходы строительства.

Объект воздействия: почвенно-растительный покров на территории, отведенной под строительство (трассы линейных сооружений: дорог, трубопроводов, линий электропередач). Растительный и животный мир, атмосферный воздух, почвы, грунты, поверхностные и подземные воды.

3 Этап: строительно-монтажные работы

Вид работ: проведение монтажных работ.

Источник воздействия: автодорожный транспорт, строительная дорожная техника. Выхлопные газы автотранспортной, строительной и дорожной техники, хозяйственные сточные воды, твердые бытовые отходы, отходы строительства.

Объект воздействия: почвенно-растительный покров на территории, отведенной под строительство (трассы линейных сооружений: дорог, трубопроводов, линий электропередач). Растительный и животный мир, атмосферный воздух, почвы, грунты.

4 Этап: техническая и биологическая рекультивация.

На *четвертом этапе* после окончания строительства и вывоза оборудования проводят работы по рекультивации земель в два этапа: технический и биологический.

На всех этапах строительства воздействие заключается в нарушении почвенно-растительного покрова, природных ландшафтов, а также загрязнении атмосферы.

Оказываемое воздействие незначительно и кратковременно, так как ограничено периодом строительства (5 месяцев). Кроме того, проектными решениями предусмотрен ряд мероприятий направленных на минимизацию производимого воздействия на окружающую среду. Предлагаемые мероприятия рассмотрены в соответствующих разделах.

Период эксплуатации.

На период эксплуатации воздействие заключается в загрязнении атмосферы (выбросы загрязняющих веществ от технологического оборудования).

Общая характеристика воздействия проектируемого объекта на окружающую среду с указанием валового выброса загрязняющих веществ в атмосферу, параметров воздействия на поверхностные и подземные воды района размещения объекта, потребности в земельных ресурсах, используемых в постоянном и временном пользовании, образования и условий складирования и утилизации отходов приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 - Общая характеристика воздействия проектируемых объектов на состояние окружающей природной среды

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Величина показателя		
			На период строительства	На период эксплуатации	
1	2	3	4	5	
1	Общее (валовое) количество загрязняющих веществ, выбрасываемых проектируемым объектом в атмосферу	т/год (или за период строительства)	1,813160	1,085549	
	- обладающих эффектом суммации вредного воздействия	т/год (или за период строительства)			
	6046	(код 6046) Углерода окси (код 337) + пыль неорганическая 70 - 20 % SiO ₂ (код 2908)	т/год (или за период строительства)	0,59427	
	6053	(код 6053) Фтористый водород (код 342) и плохо растворимые соли фтора (код 344)	т/год (или за период строительства)	0,000792	
	6204	(код 6204) Азот (IV) оксид (Азота диоксид) (код 301) + Серы диоксид (код 330)	т/год (или за период строительства)	0,749135	
	6205	(код 6205) Серы диоксид (код 330) и фтористый водород (код 342)	т/год (или за период строительства)	0,101314	
2	Количество воды, необходимое для:	м ³ /год (или за период строительства)	287,84	Проектируемые объекты не являются дополнительным и источниками водопотребления.	
	питьевого качества (на хозяйственные нужды обслуживающего персонала)	м ³ /год (или за период строительства)	178,2		
	для технологических нужд в том числе:	м ³ /год (или за период строительства)	109,64		
	вода с УПН Тананыкского месторождения	для испытаний трубопроводов	м ³ /год (или за период строительства)		10,64
	для производственных нужд	м ³ /год (или за период строительства)	99,00		

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Величина показателя	
			На период строительства	На период эксплуатации
1	2	3	4	5
3	Наименование используемого (ых) водного (ых) источника (ов):			
	на хозяйственные нужды обслуживающего персонала		Все работающие на строительстве обеспечиваются привозной водой (договор на поставку воды см. в приложении)	нет
	- вода для технологических нужд		УПН Тананыкского месторождения	нет
4	Количество сточных вод: в т. ч.	м ³ /год (или период строительства)		
	- в водные объекты	м ³ /год (или за период строительства)	нет	нет
	- в накопители сточных вод	м ³ /год (или за период строительства)	нет	нет
	- в бытовую канализацию	м ³ /год (или за период строительства)	178,2	нет
	- передано другим организациям	м ³ /год (или за период строительства)	10,64 (после гидроиспытаний трубопроводы полностью освобождаются от воды, через соответствующие дренажи, с дальнейшей откачкой в технологический процесс на УПН Тананыкского месторождения, где она проходит стадии технологического процесса, согласно принятой схемы с дальнейшей утилизацией в системе ППД данного месторождения, без ее сброса в окружающую среду).	8,1 (по мере накопления производственно-дождевые сточные воды будут передавать на площадку УПН Тананыкского месторождения, где пройдут стадии технологического процесса, согласно принятой схемы с дальнейшей утилизацией в системе ППД Тананыкского месторождения)
5	Наименование водного объекта (ов) – приемника сточных вод		нет	нет
6	Размер санитарно-защитной зоны (СЗЗ)	м	не устанавливается	для обустраиваемой скважины – 300 м*

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Величина показателя	
			На период строительства	На период эксплуатации
1	2	3	4	5
7	Количество отходов производства	т/год (или за период строительства)	6,402293	0,429630

Настоящий проект ориентирован на минимизацию ущерба, наносимого окружающей среде, как при строительстве, так и при эксплуатации.

С целью оценки исходного состояния окружающей среды, антропогенного воздействия на окружающую среду и возможных изменений состояния окружающей среды при реализации планируемой хозяйственной деятельности были поставлены цели и решены следующие задачи:

- проведен общий анализ проектного решения планируемой хозяйственной деятельности;
- оценено современное состояние окружающей среды района планируемой деятельности, в том числе: природные условия и ресурсы района планируемой деятельности; существующий уровень антропогенного воздействия на окружающую среду в районе планируемой деятельности; природно-экологические условия района планируемой деятельности; оценены социально-экономические условия района планируемой деятельности. При разработке раздела ПМ ООС использовались материалы инженерно-экологических изысканий и рекогносцировочных обследований, проводившихся в составе данного проекта;
- определены источники воздействия планируемой деятельности на окружающую среду;
- проанализированы предусмотренные мероприятия по предотвращению или снижению потенциальных неблагоприятных воздействий;
- дана оценка планируемой деятельности на окружающую среду, в том числе на атмосферный воздух, поверхностные и подземные воды, земельные ресурсы, почвы, растительный и животный мир, ООПТ и исторические памятники, а также оценка социально-экономических последствий реализации планируемой деятельности.

На основании проведенного анализа природных и социальных условий отмечено:

- источниками воздействия проектируемых производств являются промышленные площадки обустройства скважин;
- проведенная оценка воздействия на окружающую среду при строительстве и эксплуатации проектируемых объектов по рекомендуемому варианту проложения трассы позволила выявить основные качественные и количественные характеристики воздействия на окружающую среду и предусмотреть необходимые природоохранные мероприятия;
- от реализации проектных намерений наиболее значимое локальное воздействие на экосистемы будет оказываться в процессе строительства сооружений. Оно будет обусловлено работой строительных машин и механизмов, завозом и складированием строительных материалов, работами по подготовке территории, потерей сельскохозяйственных угодий и качества экосистем;
- воздействие на земельные ресурсы заключается в изъятии из сельхозоборота пахотных земель, а также в нарушении структуры плодородного слоя на изъятых под строительство землях. Проектными решениями предусмотрен ряд мероприятий направленных на минимизацию производимого воздействия, на почвенный покров территории (рекультивация техническая и биологическая сельскохозяйственных земель, нарушенных при производстве строительно-монтажных работ); важнейшим природоохранным мероприятием, предусмотренным проектными решениями, являются работы по снятию, складированию и сохранению почвенного покрова в целях его дальнейшего использования для укрепления откосов, землеваяния, использования в иных сельскохозяйственных целях, рекультивации нарушенных земель в соответствии с ГОСТом 17.5.3.06-85;
- проектируемые объекты располагаются вне земель природоохранного назначения, земель природно-заповедного фонда (заповедников, памятников природы и т.д.), земель рекреационного назначения, объектов историко-культурного наследия. Охраняемых природных территорий и объектов культурного наследия (памятники истории и культуры), включенных в реестр, и выявленных объектов культурного наследия, в рамках ранее выполненных работ по проектированию и строительству, в пределах района работ не установлено;

- рассмотрено влияние технологических процессов на загрязнение воздушного бассейна района размещения проектируемых объектов; определены источники воздействия на атмосферный воздух и степень их воздействия, с этой целью рассмотрены источники выбросов вредных веществ в атмосферу;
- выбросы загрязняющих веществ в атмосферу при строительстве носят кратковременный характер и не вызовут изменений фоновых концентраций;
- никаких воздействий проектных намерений строительного этапа на территорию населенных пунктов не ожидается в связи со значительной удаленностью селитебных мест от участков планируемого производства работ;
- в соответствии с выполненным анализом проектных решений загрязнение атмосферы на период эксплуатации возможно за счет выбросов загрязняющих веществ:
 - от неорганизованных источников в результате утечек через уплотнения технологического оборудования эксплуатационных скважин (запорно-регулирующая арматура);
 - от дыхательных клапанов дренажных емкостей при сливе нефти с камер запуска/приема очистного устройства;
- для проектируемых объектов данного участка недр ориентировочный размер СЗЗ принимается 300 м; в принятую ориентировочную СЗЗ места постоянного проживания населения не попадают; принятая нормативная санитарно-защитная зона выдерживается по всем направлениям; требование СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов. М: Минздрав России, 2003 (Новая редакция в соответствии с Постановлением Главного государственного санитарного врача РФ от 25 сентября 2007 г. N 74 "О введении в действие новой редакции санитарно-эпидемиологических правил и нормативов СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 "Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов"), с учетом СанПиН 2.2.1/2.1.1.-2361-08 «Изменения № 1 к СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 Новая редакция» выполнено;
- на границе жилой зоны расчетные приземные концентрации загрязняющих веществ на период строительства и эксплуатации проектируемых объектов не превышают ПДК;
- на основании анализа выполненного расчета можно сделать вывод, что принятые в проекте решения и мероприятия по охране воздушного бассейна являются достаточными;
- значительная удаленность проектируемых объектов от жилых построек не создаст опасности по шумовому воздействию на условия проживания населения и обеспечит шумовые характеристики на границе жилой зоны в пределах нормативных значений;
- при строительстве предусматриваются водоохранные мероприятия, обеспечивающие соблюдение всех правил рыбоохраны, санитарных и экологических норм;
- проектируемое строительство (эксплуатацию) намечено вести за пределами водоохранных зон поверхностных водотоков;
- образующиеся в процессе строительства и эксплуатации отходы производства и потребления накапливаются и транспортируются в установленном законодательством порядке. Принятая схема обращения с отходами удовлетворяет санитарным и экологическим требованиям по накоплению отходов производства и потребления и практически исключает негативное воздействие на окружающую среду;
- необходимости в отселении коренного населения при размещении объекта и по другим причинам не возникнет;
- предполагается некоторое положительное влияние при строительстве на инфраструктуру рядом расположенных населенных пунктов – создание новых рабочих мест, реализация проектных решений может привести к увеличению занятости жителей близлежащих населенных пунктов;
- социально-экономическое развитие территорий, в том числе постоянное повышение уровня жизни населения, напрямую зависят от финансово-экономической стабильности и рентабельности предприятий территории. Разработка месторождения будет иметь положительное значение для социально-экономического развития района и области в целом;
- в целом анализ возможного воздействия предполагаемой хозяйственной деятельности на социальные условия позволяет предположить, что реализация проектных решений не окажет

негативного влияния на социальную инфраструктуру и не нанесет ущерба здоровью местного населения и историческому и культурному наследию. Напротив, реализация проекта будет способствовать улучшению социально-экономических условий населения данного района;

- *для устранения воздействие непосредственно на животный мир или через сохранение биотопов предусматривается экологическая регламентация работ специального назначения;*
- *угрозы здоровью населения в случае аварий на проектируемых объектах не возникнет, так как ближайшие населенные пункты значительно удалены, вероятность нахождения людей в месте аварии в сам момент её возникновения ничтожна мала;*
- *техногенное загрязнение компонентов окружающей среды будет компенсироваться природоохранными платежами;*
- *все мероприятия, предусмотренные данным проектом по снижению негативного воздействия на окружающую среду, будут способствовать улучшению экологических условий района;*
- *при безаварийной работе и соблюдении рекомендованных природоохранных мероприятий, а также при надлежащем и эффективном контроле, воздействие проектируемых работ на окружающую среду можно оценить как допустимое;*
- *зоны с особыми условиями использования территорий, приведенные в ст. 105 Земельного кодекса РФ № 136-ФЗ (территории, в границах которых устанавливается определенный правовой режим в соответствии с законодательством Российской Федерации) в пределах участка проектируемого строительства отсутствуют.*

Таким образом, интегральная оценка влияния проектных намерений выявляет преимущественно локальный уровень воздействия на экосистемы со слабой степенью опасности объекта для окружающей среды. Большинство из существующих негативных воздействий на окружающую среду при реализации проектных решений будет смягчено или предотвращено. При реализации проектных решений по строительству, в соответствии с предоставленным проектом и строгим соблюдением технологического регламента, значимого воздействия на окружающую среду не ожидается, состояние природных компонентов существенно не изменится и останется в допустимых пределах.

Однако основное внимание в долговременной перспективе эксплуатации проектируемых сооружений должно быть уделено обеспечению безаварийности деятельности, поскольку именно авариями могут быть обусловлены значительные негативные экологические последствия.

5 МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ НЕГАТИВНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ

5.1 Мероприятия по охране и рациональному использованию земельных ресурсов

Интенсивное ведение строительных работ и эксплуатация объектов и сооружений нефтегазодобычи приводят к значительным разрушениям поверхностного и растительного слоя. При этом нарушенные земли в условиях постоянной техногенной нагрузки обладают крайне незначительной способностью к самовосстановлению.

В соответствии с Земельным Кодексом РФ предприятия, учреждения и организации при разработке полезных ископаемых, проведении строительных и других работ обязаны: после окончания работ за свой счет привести нарушаемые земли и занимаемые земельные участки в состояние, пригодное для дальнейшего использования их по назначению.

В настоящей работе, с целью снижения техногенной нагрузки на почвенно-растительный покров и защиты экосистемы от разрушения и восстановления ее зонального типа, предусматривается:

- при проведении работ с механическим повреждением плодородного (гумусово-аккумулятивного) слоя почвы обеспечить селективную выемку и складирование почв для последующего возвращения при проведении рекультивации (для горизонтов почв с содержанием гумуса более 1 %) по ГОСТ 17.5.3.06-85 «Охрана природы. Земли. Требования к определению норм снятия плодородного слоя почвы при производстве земляных работ»;
- техническая и биологическая рекультивация нарушенных земель;
- планировочные работы в полосе земельного отвода после завершения строительных работ, устранение ям и рытвин, возникших при строительстве;
- тщательная уборка строительных отходов, коммунальных отходов и их обезвреживание (транспортирование на ближайшие объекты размещения отходов или пункты обезвреживания);
- предотвращение возникновения аварийных ситуаций и нарушений технологических процессов, ликвидация последствий аварий;
- антикоррозионная защита трубопроводов;
- для сохранения плодородного слоя почв под стройплощадки и временные объезды будут заняты минимально необходимые площади земель; все работы по строительству будут выполняться в пределах землеотвода.
- консервация нарушенных земель, при невозможности их рекультивации в установленные сроки;
- обвалование устья скважины с целью предотвращения растекания нефтесодержащей жидкости по поверхности земли;
- в процессе очистки трубопроводов при эксплуатации проектируемых объектов для сбора возможных проливов нефти с площадок узлов приема очистных устройств предусмотрены поддоны (поддоны входят в комплектность поставки, предусмотренных проектом МКПУ, МКПР (разработаны в соответствии с Методическими указаниями компании «Единые технические требования. Камеры пуска и приема внутритрубных поточных средств очистки и диагностики» № П1-01.05 М-0094 с учетом требований Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»);
- для предотвращения попадания производственно-дождевых стоков на окружающую территорию открытые технологические площадки запроектированы с покрытием из бетонных плит и установкой бордюрного камня. На площадках предусмотрено устройство бетонных дождеприемников.

Тщательное соблюдение проектных мероприятий по охране и восстановлению земель не требует особых материальных затрат и не приведет к нарушению экологического баланса в данной экосистеме.

Технология и организация рекультивационных работ, передача рекультивационных земель землепользователям, оценка эколого-экономической эффективности мероприятий по сохранению почвенно-растительного слоя, технико-экономические показатели рекультивационных работ представлены в Разделе 7 «Перечень мероприятий по охране окружающей среды» **Часть 2 «Проект рекультивации земель. Пояснительная записка».**

5.1.1 Сведения о местах хранения отвалов растительного грунта, а также местонахождении карьеров, резервов грунта, кавальеров

Длительное хранение ПСП (свыше 1 года) проектом не предусматривается. Плодородный слой почвы (ПСП) снимается на фактическую глубину и укладывается в отвал, а по окончании работ используется для рекультивации на данном участке. Места размещения отвалов растительного грунта определяются на основании типовых сечений полосы производства работ по укладке трубопроводов. Резервы грунта и кавальеры не предусматриваются.

5.2 Охрана недр

Источниками загрязнения недр при эксплуатации нефтегазовых месторождений могут являться нефть и минерализованные воды в результате перетоков их по затрубному пространству при некачественном цементировании и негерметичности обсадных колонн добывающих скважин.

В процессе проектирования с целью исключения влияния на недра были предложены следующие технические решения:

- строгое соблюдение и следование технологии и проектным решениям;
- предусмотрена планировка и рекультивация нарушенных при строительстве участков земли;
- учитывалась глубина залегания грунтовых вод;
- осуществление дозиметрического контроля за радиационной обстановкой;
- антикоррозионная защита трубопроводов.

5.2.1 Мероприятия по рациональному использованию общераспространенных полезных ископаемых, используемых при строительстве

По данным раздела 5 «Проект организации строительства» при строительстве проектируемых объектов из числа общераспространенных полезных ископаемых используются песок и щебень. Карьеры для добычи указанных инертных материалов используются существующие. Щебень и песок доставляется из карьера ПГС ООО «Палимовское», расположенный от объекта строительства на расстоянии порядка 80 км.

Основными мероприятиями по рациональному использованию общераспространенных полезных ископаемых, используемых при строительстве, является их использование в объемах, предусмотренных проектом, а также повторное использование отходов инертных материалов, образовавшихся в процессе строительства.

5.3 Проектные решения по уменьшению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Определяющим направлением рекомендуемых мероприятий по уменьшению загрязнения атмосферного воздуха для проектируемых объектов является обеспечение нормативных санитарно-гигиенических условий для рабочих и населения, проживающего в районе размещения объекта.

С целью максимально возможного сокращения выбросов вредных веществ в атмосферу в проекте предусмотрено:

- состав и свойства дорожно-строительных материалов должны соответствовать требованиям технических стандартов, норм и спецификаций;
- строительное оборудование и машины с двигателями внутреннего сгорания должны регулироваться и проходить проверку на токсичность выхлопных газов;
- управление качеством использования топлива, использованного для транспортных средств и дорожной техники;
- стопроцентный контроль сварных соединений;
- для предотвращения выделений взрывоопасных и вредных газов в атмосферу проектом предусмотрена герметизированная схема технологического процесса;

- проектируемое технологическое оборудование оснащено приборами контроля состояния оборудования, автоматического регулирования и автоматического управления, сигнализацией отклонения параметров от заданных значений, приборами местного и дистанционного управления;
- обустраиваемые скважины эксплуатируются механизированным способом добычи с помощью погружных центробежных насосов типа ЭЦН с обвязкой устья типа ОУЭН - 65/50х14Ш - 1шт., которая служит для герметизации трубного, затрубного и межтрубного пространств, а также для контроля и регулирования рабочих параметров при добыче нефти и газа, таких как давление, температура и дебит скважины, в обвязке арматуры с выкидным трубопроводом применяются задвижки ЗКЛ2 DN80 PN40;
- для защиты от превышения давления в выкидной линии или порыве трубопровода проектом предусматривается автоматическое отключение глубинно-насосного оборудования;
- на выкидных трубопроводах при подключении к АГЗУ устанавливается отключающая арматура, герметичность класса «А» по ГОСТ Р 9544-2015, не допускающей утечек продукта, нефтепроводы в штатном режиме эксплуатации;
- антикоррозионная защита трубопроводов и емкостей:
 - для защиты от атмосферной коррозии надземные трубопроводы, арматура и емкости для хранения реагентов покрываются грунтовкой и краской;
 - для защиты от почвенной коррозии подземные участки трубопроводов покрываются изоляцией «усиленного» типа;
 - подземные дренажные ёмкости покрываются изоляцией «весьма усиленного» типа;
- антикоррозионная защита оборудования и трубопроводов с помощью специальных ингибиторов коррозии, защитных покрытий и оптимизацией скоростей потоков;
- для контроля деятельности предприятия предполагается проведение экологического контроля за состоянием приземного слоя атмосферного воздуха.

Осуществление указанных проектных решений позволит снизить ущерб, наносимый производственной деятельностью предприятия окружающей природной среде.

5.4 Мероприятия на период неблагоприятных метеорологических условий (НМУ)

В соответствии с методическими указаниями «Регулирование выбросов при неблагоприятных метеорологических условиях» (РД 52.04.52-85), мероприятия по сокращению выбросов в атмосферу в периоды НМУ разрабатываются для предприятий, расположенных в населенных пунктах, где органами Госкомгидромета осуществляется прогнозирование неблагоприятных метеорологических условий.

Данные мероприятия необходимы для недопущения возникновения экстремально высоких уровней загрязнения атмосферного воздуха в отдельные периоды, когда неблагоприятные метеорологические условия (НМУ) способствуют накоплению вредных веществ в приземном слое атмосферы и, как следствие, резкому росту приземных концентраций. Такие мероприятия разрабатываются для источников, выбросы от которых являются значимыми с точки зрения загрязнения атмосферы в селитебной зоне, и предусматривают кратковременное сокращение выбросов загрязняющих веществ от указанных источников.

В зависимости от ожидаемого уровня загрязнения приземного слоя атмосферного воздуха при НМУ выполняются мероприятия по регулированию выбросов по одному из трех режимов. При первом режиме работы предприятие должно обеспечить сокращение концентрации загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы на 15-20 %. При этом мероприятия носят организационно-технический характер, не приводящие к снижению производительности. При втором режиме мероприятия должны обеспечить сокращение концентрации загрязняющих веществ в приземном слое на 20-40 %. Эти мероприятия включают в себя все мероприятия, разработанные для первого режима, а также мероприятия, влияющие на технологические процессы и сопровождающиеся незначительным снижением производительности. При третьем режиме мероприятия должны обеспечить сокращение концентрации загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы на 40-60 %. Мероприятия третьего режима включают в себя мероприятия, разработанные для первого и второго режима, а также мероприятия, осуществление которых позволяет снизить выбросы за счет временного сокращения производительности предприятия.

Прогнозирование неблагоприятных метеорологических условий в Курманаевском районе не осуществляется. При организации централизованного прогнозирования неблагоприятных

метеорологических условий органами Госкомгидромета (ФГУ «Оренбургским областным центром по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды») предлагается учесть и включить в общий перечень мероприятий (в целом по району прогнозирования) по сокращению выбросов в периоды НМУ.

Технология подготовки нефти непрерывна. Остановка оборудования может повлечь аварийную ситуацию на объекте в период НМУ. Мероприятия для проектируемых объектов должны носить организационный характер и обеспечивать снижение выбросов вредных веществ на 10-20 %. С учетом ранее разработанных мероприятий для проектируемых объектов предлагаются следующие мероприятия по регулированию выбросов на период НМУ. С целью сокращения выбросов при эксплуатации проектируемых объектов месторождения при наступлении I – III режимов НМУ необходимо выполнить следующие организационно-технические мероприятия: осуществлять контроль воздушной среды на объектах и смещение во времени работ, связанных с повышенным выделением вредных веществ в атмосферу (по возможности отказаться от проведения работ по очистке трубопроводов от грязепарафиноотложений).

5.4.1 Мероприятия по защите от шума и вибрации

Проектируемые работы затрагивают территорию, которая к настоящему времени неоднократно изучена и уже претерпела ряд изменений в результате продолжительной промышленной эксплуатации рассматриваемого месторождения, основные коридоры существующих инженерных коммуникаций представлены:

- воздушными линиями напряжениями 6 кВ, 10 кВ, 35 кВ, 110 кВ;
- выкидными линиями и коллекторами;
- подземными кабельными линиями;
- трубопроводами,
- а также в результате сельскохозяйственного освоения.

Основные мероприятия и технические решения по защите от шума и вибрации (с целью максимального сокращения вредного воздействия на обслуживающий персонал и окружающую среду) предусмотренные проектом могут быть сведены к следующему:

- использование оборудования, имеющего сертификат и разрешение на применение;
- локализация источников шума на строительных площадках;
- для защиты рабочих от превышения уровня шума на рабочих местах, необходимо обеспечить обслуживающий персонал средствами индивидуальной защиты (наушниками);
- одним из наиболее эффективных способов снижения шумовой экспозиции является введение перерывов, т.е. рационализация режимов труда в условиях воздействия интенсивного шума. Длительность дополнительных регламентированных перерывов устанавливается с учетом уровня шума, его спектра и средств индивидуальной защиты. Отдых в период регламентированных перерывов следует проводить в специально оборудованных помещениях. Во время обеденного перерыва работающие при воздействии повышенных уровней шума также должны находиться в оптимальных акустических условиях (при уровне звука не выше 50 дБА);
- все технологическое оборудование размещено на площадках из железобетонных плит, поэтому вибрация не оказывает существенного воздействия на окружающую среду;
- поддержание в исправном состоянии оборудования за счет своевременного выполнения ремонтно-профилактических работ, реконструкции;
- рациональная планировка территории, при которой объекты, требующие защиты от шума (административные здания, ремонтно-восстановительные службы и т.п.), максимально удалены от шумных установок, находящихся как на открытых площадках, так и в помещении.

В свете вышеуказанных мероприятий и технических решений по снижению воздействия и полагая, что за выполнением этих мероприятий будет осуществляться должный контроль, можно предполагать, что воздействия вредных физических факторов на стадии строительства и эксплуатации будут на допустимом уровне.

5.5 Мероприятия по охране поверхностных и подземных вод от загрязнения и истощения

С целью охраны и рационального использования водных ресурсов при строительстве проектируемого объекта в настоящей работе предусмотрен комплекс водоохранных мероприятий по следующим основным направлениям:

- все временные здания и сооружения размещаются на специально отведенной строительной административной площадке, находящейся за пределами водоохранной зоны;
- строительная техника и механизмы хранятся на специальной площадке за пределами водоохранной зоны;
- все стационарные механизмы, работающие на двигателях внутреннего сгорания, устанавливаются на металлические поддоны для сбора масла, конденсата и топлива; поддоны периодически очищаются в специальные емкости и их содержимое утилизируется;
- на всех видах работ применяются технически исправные машины и механизмы с отрегулированной топливной арматурой, исключающей потери ГСМ и попадание горюче-смазочных материалов в грунт;
- горюче-смазочные материалы хранятся в закрытой таре, исключающей их протекание, а для складирования строительного мусора и отходов отводятся специальные места с емкостями, по мере их накопления они вывозятся в установленном порядке для утилизации согласно договорам, заключаемым подрядчиками строительных работ;
- строительные площадки оборудуются туалетами контейнерного типа;
- по окончании работ предусматривается ликвидация опалубки, строительных отходов, остатков растворов; вспомогательные конструкции демонтируются и вывозятся;
- после окончания работ участки, на котором были расположены стройплощадки, рекультивируются и благоустраиваются;
- полная герметизация технологических процессов транспорта нефти;
- соблюдение технологических параметров производства и обеспечение нормальной эксплуатации сооружений и аппаратов;
- использовано минимально-необходимое количество фланцевых соединений, все трубопроводы системы транспорта нефти выполнены на сварке, предусмотрен 100 % контроль сварных соединений неразрушающими методами контроля;
- проведение гидравлического испытания трубопроводов прочностью и герметичностью в соответствии с действующими нормативными документами на давление, превышающее рабочее в 1,25 раза;
- после проведения испытания участка трубопровода на прочность и герметичность испытательная среда собирается в опрессовочный агрегат для последующего использования, сброс жидкости в окружающую среду исключается, сточные воды не образуются;
- аккумулирование случайных переливов жидких продуктов производства и сбор их в специальные емкости;
- в процессе очистки трубопроводов при эксплуатации проектируемых объектов для сбора возможных проливов нефти с площадок узлов приема очистных устройств предусмотрены:
 - поддоны (входят в комплектность поставки, предусмотренных проектом МКПУ, МКПР, разработаны в соответствии с Методическими указаниями компании «Единые технические требования. Камеры пуска и приема внутритрубных поточных средств очистки и диагностики» № П1-01.05 М-0094 с учетом требований Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»);
 - изоляция площадок узлов приема очистных устройств технической пленкой.
- применение оборудования и трубопроводов, стойких к коррозионному и абразивному воздействию агрессивных жидких средств;
- покрытие специальной антикоррозионной изоляцией емкостей и нефтепровода;
- предусматривается система электрохимзащиты всех подземных стальных коммуникаций и сооружений;

- предусматривается обвалование устья скважины с целью предотвращения растекания нефтесодержащей жидкости по поверхности земли;
- для предотвращения попадания производственно-дождевых стоков на окружающую территорию открытые технологические площадки запроектированы с покрытием из бетонных плит и установкой бордюрного камня. На площадках предусмотрено устройство бетонных дождеприемников;
- в процессе очистки трубопроводов при эксплуатации проектируемых объектов для сбора возможных проливов нефти с площадок узлов приема очистных устройств предусмотрены поддоны (поддоны входят в комплектность поставки, предусмотренных проектом МКПУ, МКПР (разработаны в соответствии с Методическими указаниями компании «Единые технические требования. Камеры пуска и приема внутритрубных поточных средств очистки и диагностики» № П11-01.05 М-0094 с учетом требований Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»);
- организация регулярных режимных наблюдений за уровнями и качеством подземных вод;
- ведение учета всех фактических источников загрязнения на месторождении и прилегающей к нему территории.

В целом, изложенные выше мероприятия при их внедрении и эффективной реализации позволяют снизить уровень воздействий на поверхностные и подземные воды до минимального и приемлемого уровня.

В целях поддержания благоприятного гидрологического и гидрохимического режимов рек и других водных объектов устанавливаются водоохранные зоны, представляющие собой территорию, на которой устанавливается специальный режим для предотвращения засорения, загрязнения и истощения вод. Создание водоохранной зоны является составной и неотъемлемой частью природоохранных мероприятий.

Водоохранной зоной является территория, примыкающая к акватории рек, озер и водохранилищ, на которой устанавливается специальный режим хозяйственной и иных видов деятельности с целью предотвращения загрязнения, засорения, заиления и истощения водных объектов.

Согласно ст. 65 «Водоохранные зоны и прибрежные защитные полосы» «Водного Кодекса», № 74 ФЗ от 03.06.2006 г., размеры и границы водоохранных зон и прибрежных защитных полос устанавливаются исходя из физико-географических, почвенных, гидрологических и других условий.

Ширина водоохранной зоны рек или ручьев устанавливается от их истока для рек или ручьев протяженностью:

- до десяти километров - в размере пятидесяти метров;
- от десяти до пятидесяти километров - в размере ста метров;
- от пятидесяти километров и более - в размере двухсот метров.

Для реки, ручья протяженностью менее десяти километров от истока до устья водоохранная зона совпадает с прибрежной защитной полосой. Радиус водоохранной зоны для истоков реки, ручья устанавливается в размере пятидесяти метров.

Ширина водоохранной зоны озера, водохранилища, за исключением озера, расположенного внутри болота, или озера, водохранилища с акваторией менее 0,5 квадратного километра, устанавливается в размере пятидесяти метров.

В пределах водоохранной зоны запрещается:

- использование сточных вод для удобрения почв;
- размещение кладбищ, скотомогильников, мест захоронения отходов производства и потребления, радиоактивных, химических, взрывчатых, токсичных, отравляющих и ядовитых веществ;
- осуществление авиационных мер по борьбе с вредителями и болезнями растений;
- движение и стоянка транспортных средств (кроме специальных транспортных средств), за исключением их движения по дорогам и стоянки на дорогах и в специально оборудованных местах, имеющих твердое покрытие.

В границах водоохранных зон допускаются проектирование, размещение, строительство, реконструкция, ввод в эксплуатацию, эксплуатация хозяйственных и иных объектов при условии оборудования таких объектов сооружениями, обеспечивающими охрану водных объектов от загрязнения, засорения и истощения вод в соответствии с водным законодательством и законодательством в области охраны окружающей среды.

В границах водоохранных зон устанавливаются прибрежные защитные полосы, на территориях которых вводятся дополнительные ограничения хозяйственной и иной деятельности.

Ширина прибрежной полосы для рек и озер устанавливалась от среднемноголетнего уреза воды в летний период в зависимости от характеристики прилегающих к водоисточникам угодий и крутизны склонов.

Ширина прибрежной защитной полосы устанавливается в зависимости от уклона берега водного объекта и составляет тридцать метров для обратного или нулевого уклона, сорок метров для уклона до трех градусов и пятьдесят метров для уклона три и более градуса.

Ширина прибрежной защитной полосы озера, водохранилища, имеющих особо ценное рыбохозяйственное значение (места нереста, нагула, зимовки рыб и других водных биологических ресурсов), устанавливается в размере двухсот метров независимо от уклона прилегающих земель.

Границы прибрежных полос закрепляются информационными водоохранными знаками. Водоохранные знаки намечаются с учетом сложившегося отрицательного воздействия на водные объекты; в данном проекте в местах пересечения рек проектируемыми трассами. Водоохранные знаки устанавливаются в водоохранной зоне со стороны прибрежной полосы и указывают на особый режим ведения хозяйственной деятельности в целях уменьшения антропогенного воздействия на гидрографическую сеть.

В пределах прибрежных защитных полос запрещается:

- распашка земель;
- размещение отвалов размываемых грунтов;
- выпас сельскохозяйственных животных и организация для них летних лагерей, ванн.

Предложения по предупреждению аварийных сбросов

Тщательное выполнение решений, принятых в проекте, гарантирует безаварийную работу предприятия в течение срока службы установок, оборудования и трубопроводов.

В число этих решений входит:

- для защиты от превышения или снижения давления в выкидной линии или порыве нефтепровода проектом предусматривается автоматическое отключение глубинно-насосного оборудования;
- устье проектных скважин оборудуется арматурой, которая служит для герметизации трубного, затрубного и межтрубного пространств, а также для контроля и регулирования рабочих параметров при добыче нефти и газа, таких как давление, температура и дебит скважины;
- территории устьев скважин обваловываются земляным валом высотой 1 м, с целью предотвращения разлива нефти в случае аварии;
- на выкидных трубопроводах при подключении к АГЗУ устанавливается отключающая арматура герметичностью класса «А»;
- для выкидных трубопроводов применяются трубы бесшовные горячедеформированные из стали повышенной эксплуатационной надёжности, класса прочности не ниже K48;
- трубы поставляются с заводским двухслойным наружным защитным покрытием на основе экструдированного полиэтилена типа (2У) согласно Единым техническим требованиям ПАО «НК Роснефть» «Теплоизоляция трубопроводов и антикоррозионная изоляция сварных стыков на площадочных и линейных объектах» №П1-01.04 М-0041;
- соблюдение технологических параметров и обеспечение нормальной эксплуатации трубопроводов;
- стопроцентный контроль швов сварных соединений;
- запрещение аварийных сбросов сточных вод на поверхность земли;
- применена комплексная защита трубопроводов от почвенной коррозии с использованием защитных покрытий нормального и усиленного типа и средств электрохимзащиты;
- испытание трубопроводов на прочность и герметичность после ремонта и монтажа;
- применена технологическая схема, при которой все возможные утечки возвращаются в технологический процесс;
- применена автоматизация основных технологических процессов, с сигнализацией, предупреждающей персонал о возможной аварии.

Ликвидация последствий аварий, в основном состоит из следующего вида работ:

- локализация разлива нефти на земле и в водоеме (создание обваловок, запруд, плавающих заградителей на водоемах);
- сбор и вывоз нефтепродуктов на очистные сооружения для последующей утилизации;
- вывоз грунта, загрязненного нефтью, на обработку.

Ликвидация последствий аварий проводится специальной службой недропользователя, оснащенной необходимым оборудованием, механизмами и транспортом.

Соблюдение мер по сохранению нормального, экологически стабильного состояния водных ресурсов территории и требований природоохранного законодательства обеспечивают возможность реализации намечаемых проектных решений и дальнейшее устойчивое функционирование объекта на рассматриваемой площадке.

5.6 Мероприятия, направленные на снижение влияния отходов, образующихся на предприятии

Актуальной проблемой остается накопление и удаление, а в дальнейшем обезвреживание и размещение отходов производства неизбежно появляющихся при строительстве и эксплуатации проектируемых объектов.

Интенсивное ведение строительных работ и эксплуатация объектов и сооружений нефтегазодобычи приводят к образованию отходов, которые требуют для накопления не только определенных площадей, но и могут являться источником загрязнения (при наличии в них испаряющихся или растворяющихся вредных веществ или мелкодисперсных частиц) атмосферы, территории, поверхностных и подземных вод, а также наносить ущерб окружающей природной среде при захлавлении земель несанкционированными свалками отходов.

Поэтому в настоящей работе, с целью защиты экосистемы от разрушения и сокращения негативного воздействия на компоненты окружающей среды, а также для восстановления ее зонального типа, предусматривается:

- соблюдать действующие экологические, санитарно – эпидемиологические и технологические нормы и правила при обращении с отходами и принимать меры, обеспечивающие охрану окружающей среды и сбережение природных ресурсов;
- техническая и биологическая рекультивация нарушенных земель;
- планировочные работы в полосе земельного отвода после завершения строительных работ, устранение ям и рытвин, возникших при строительстве;
- тщательная уборка строительных отходов, коммунальных отходов и их обезвреживание (транспортировка на ближайшие пункты обезвреживания);
- осуществлять раздельное накопление образующихся отходов по их видам, классам опасности и другим признакам в специально предназначенные для этих целей емкости с тем, чтобы обеспечить их использование в качестве вторичного сырья, переработку или последующее размещение;
- оснащение строительной площадки (в период строительства) инвентарными контейнерами для раздельного накопления отходов;
- обеспечивать условия, при которых отходы не оказывают вредного воздействия на состояние окружающей среды и здоровье людей при необходимости временного накопления производственных отходов на промышленной площадке (до момента использования отходов в последующем технологическом цикле или направления на объект размещения);
- вести достоверный учёт наличия, образования, использования, обезвреживания и накопления всех отходов;
- временное накопление отходов производства и потребления на территории предприятия осуществляется в специально отведенных и оборудованных для этой цели местах (на площадках временного накопления отходов); временное накопление отходов производства и потребления не приводит к нарушению гигиенических нормативов и ухудшению санитарно-эпидемиологической обстановки на данной территории;
- для накопления отходов отводятся специальные площадки в пределах полосы строительства, размещение площадок выполняется за пределами водоохраных зон и прибрежных защитных полос

поверхностных водных объектов на возвышенных участках, исключающих возможное естественное подтопление;

- четкое соблюдение режимов накопления, графиков и мест назначения транспортировки временно накопленных отходов;
- отходы, подлежащие переработке (лом черных металлов и т. п.), по окончании строительных и демонтажных работ передаются соответствующим организациям;
- при обращении с отходами соблюдаются правила пожарной безопасности, сжигание порубочных остатков и прочих отходов не допускается;
- несанкционированные свалки отходов и самовольное захоронение запрещаются, все отходы подлежат транспортировке для дальнейшего обращения;
- в соответствии с экологическими нормами на участках, объектах строительства, вахтовых посёлках, промышленных базах запрещено: сбрасывать отходы в водоёмы общего пользования, подземные водоносные горизонты; сжигать различные виды отходов в земляных ямах, емкостях и т.п., то есть вне специальных устройств, оборудованных системой газоочистки продуктов сжигания; размещать в населенных пунктах строительные отходы, отходы производства и потребления, коммунальные отходы, являющиеся источниками загрязнения атмосферного воздуха пылью, вредными газообразными и дурнопахнущими веществами, а также сжигание указанных отходов на территории предприятия, населённых пунктов (кроме случаев, когда сжигание осуществляется с использованием специальных установок при соблюдении требований по охране атмосферного воздуха).
- транспортировка отходов должна осуществляться организацией, имеющей лицензию на транспортирование данных видов отходов; лица, осуществляющие перевозку должны быть обучены на право обращения с отходами I - IV классов опасности; на все виды отходов I - IV классов опасности должны быть оформлены паспорта отходов;
- способы транспортирования отходов должны исключать возможность их потери в процессе перевозки, создание аварийных ситуаций, причинение вреда окружающей среде, здоровью людей, хозяйственным или иным объектам;
- предотвращение возникновения аварийных ситуаций и нарушений технологических процессов, ликвидация последствий аварий;
- локализация разливов созданием обваловок и вывоз грунта, загрязненного нефтью, на очистку;
- антикоррозионная защита трубопроводов;
- на всех этапах строительства следует выполнять мероприятия, предотвращающие разлив горюче-смазочных материалов, слив на трассе отработанных масел и т.п.;
- строительная колонна должна быть оснащена передвижным оборудованием - мусоросборниками для накопления, строительных и коммунальных отходов на трассе и емкостями для накопления отработанных горюче-смазочных материалов (ответственность за проведение работ по накоплению строительных отходов и ГСМ возлагается на начальника колонны);
- с целью уменьшения нарушений окружающей среды все строительно-монтажные работы должны проводиться исключительно в пределах полосы отвода;
- централизация объектов на промышленных площадках.

5.7 Мероприятия по снижению заболеваемости населения

В целях охраны здоровья и снижения заболеваемости населения, проживающего в зоне влияния проектируемого объекта, в первую очередь необходимо выполнить запроектированные мероприятия по охране воздушного бассейна, поверхностных и подземных вод, почвы, в том числе и комплекса технологических, санитарно-технических, планировочных, организационных, а также мероприятий, направленных на улучшение условий труда и быта работающих на данных объектах.

Приоритетным направлением технических мероприятий является улучшение качества питьевой воды в населенных пунктах территории освоения, защита водоемисточников.

Санэпидобстановка будет зависеть от многих факторов, в первую очередь от улучшения социальных условий. Определённый вклад в улучшение санитарно-эпидемиологической ситуации на территории производства работ, в Курманаевском районе в целом, внесут предусмотренные проектом экологические мероприятия.

Кроме того, необходимо проведение медико-профилактической работы, включающей:

- ежегодные медицинские осмотры населения, проживающего в зоне влияния проектируемых и существующих объектов с обязательным привлечением следующих специалистов: терапевт, невропатолог, хирург, онколог, гинеколог, педиатр;
- оказание помощи лечебно-профилактическим учреждениям, обслуживающим население, проживающее в районе месторождения в оснащении медицинским оборудованием и лекарственными препаратами, а также в улучшении материальной базы;
- организация оздоровления нуждающихся работающих и проживающих в зоне влияния проектируемых объектов в санаториях-профилакториях с оплатой путёвок;
- оказание организационной и финансовой помощи детским дошкольным учреждениям и школам, расположенным в зоне влияния проектируемых объектов в улучшении материальной базы, для приобретения продуктов питания и витаминных препаратов.

Конкретные объёмы помощи согласуются с главами администраций и руководителями учреждений.

5.8 Мероприятия по охране растительного и животного мира

Проектные мероприятия по охране растительности совпадают с соответствующими мероприятиями по охране почв.

На территории рассматриваемой промышленной зоны с целью охраны окружающей среды предусмотрены следующие мероприятия:

- предотвращение возникновения аварийных ситуаций и нарушений технологических процессов, ликвидация последствий аварий;
- антикоррозионная защита трубопроводов;
- размещение объекта и коммуникаций на минимально необходимых площадях;
- осуществление контроля за состоянием окружающей среды;
- тщательная уборка строительных отходов, коммунальных отходов и их обезвреживание;
- после завершения строительства запрещается оставлять неубранные конструкции, оборудование и незасыпанные участки траншей;
- сокращение до возможного минимума времени нахождения открытыми траншей и котлованов, в целях снижения вероятности попадания в них представителей фауны;
- проведение озеленения, уборки прилегающих территорий, после проведения строительных работ проводится рекультивация нарушенных земель;
- на всех этапах строительства следует выполнять мероприятия, предотвращающие разлив горюче-смазочных материалов, слив на трассе отработанных масел и т.п.;
- строительная колонна должна быть оснащена передвижным оборудованием - мусоросборниками для накопления, строительных и коммунальных отходов на трассе и емкостями для накопления отработанных горюче-смазочных материалов (ответственность за проведение работ по накоплению строительных отходов и ГСМ возлагается на начальника колонны);
- с целью уменьшения нарушений окружающей среды все строительные-монтажные работы должны проводиться исключительно в пределах полосы отвода, строгое соблюдение границ землеотвода;
- контроль скоростного режима движения автотранспорта с целью предупреждения гибели животных;
- на всех этапах строительства следует выполнять мероприятия, предотвращающие нерегламентируемую охоту, рыбную ловлю и браконьерство, возгорание естественной растительности, вследствие допуска к работе неисправных технических средств, способных вызвать возгорание;
- промышленные процессы должны осуществляться на производственных площадках, имеющих специальные ограждения, предотвращающие появление на территории этих площадок диких животных (в соответствии с техническими требованиями на проектирование проектными решениями предусмотрены защитные ограждения всех наземных элементов трубопровода (узлы пуска и приема очистного устройства), а также канализационных и дренажных емкостей);
- исключить доступ птиц и животных к местам складирования пищевых и производственных отходов;

- для предотвращения гибели объектов животного мира от воздействия вредных веществ и сырья, находящихся на производственной площадке, необходимо:
 - хранить материалы и сырье только на специально отведенных и обустроенных для этого площадках;
 - помещать хозяйственные и производственные сточные воды в емкости для обработки на самой производственной площадке или для транспортировки на специальные полигоны для последующей утилизации;
 - максимально использовать безотходные технологии и замкнутые системы водопотребления;
 - снабжать емкости и резервуары системой защиты в целях предотвращения попадания в них животных;
 - запрещается хранение и применение ядохимикатов, удобрений, химических реагентов, горюче-смазочных материалов и других опасных для объектов животного мира и среды их обитания материалов, сырья и отходов производства без осуществления мер, гарантирующих предотвращение заболеваний и гибели объектов животного мира, ухудшения среды их обитания;
- не допускать привлечения, прикармливания или содержания животных на участках строительства;
- проведение ознакомительно-разъяснительной беседы с рабочими о животном мире территории проведения работ и правилах обращения с его представителями;
- борьбу с браконьерством путем запрета привоза и хранения огнестрельного оружия, самодельных устройств;
- обеспечить меры защиты объектов животного мира, включая ограничение работ на строительство трубопроводов, в периоды массовой миграции, в местах размножения, линьки и выкармливания молодняка животных, а также нереста, нагула и ската молоди рыбы;
- для предотвращения риска гибели птиц от поражения электрическим током на ВЛ используются птицевозитные устройства ПЗУ ВЛ-6-10 кВ в виде защитных кожухов из полимерных материалов;
- трубопроводы заглубить (под землей на определенную глубину). При строительстве трубопроводов в легко уязвимых местах среды обитания объектов животного мира, где невозможно заглубить трубы в землю, необходимо предусмотреть сооружение переходов для свободного перемещения объектов животного мира, приподняв отдельные участки трубопроводов на высоту не ниже 3-х метров;
- в местах пересечения водного объекта, участка концентрации объектов животного мира или на путях их миграции трубопровод оснастить техническими устройствами, обеспечивающими отключение поврежденного в результате аварии участка трубопровода.

Выполнение перечисленных мероприятий позволит значительно снизить негативное воздействие на животный и растительный мир.

6 ОЦЕНКА ВЕРОЯТНЫХ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ И ИХ ПОСЛЕДСТВИЙ

6.1 Анализ условий возникновения и развития аварий

При разработке данного раздела использован раздел 10 часть 2 «Перечень мероприятий по гражданской обороне, мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера, мероприятия по противодействию терроризму» данного проекта.

Аварийной ситуацией (отказом) считается нарушение работоспособности, связанное с полной или частичной остановкой технологического процесса, из-за нарушения герметичности оборудования.

Для оценки возможной опасности объектов в проекте проведен анализ причин и последствий аварий, произошедших на объектах отрасли, аналогичных проектируемым.

При анализе информации о произошедших авариях на объектах добычи нефти за последние 15 лет в различных нефтедобывающих районах были выявлены причины возникновения аварий и их характер. Объекты, на которых произошли аварии, имели различный срок эксплуатации, – как только что введенные в эксплуатацию, так и имеющие срок службы более 10 лет. Анализ информации показал, что аварии происходили не только из-за длительного срока эксплуатации, но и по другим причинам (нарушение технологического режима, нарушение правил техники безопасности и пожарной безопасности, природные явления, повреждение объектов техникой и т.п.).

Как правило, аварии, связанные с пожаром, взрывом и человеческими жертвами, возникают при сочетании различных факторов.

Анализ последствий произошедших аварий показал, что более 50 % аварий, связанных с человеческими жертвами, сопровождаются взрывами и пожарами.

При авариях в нефтяной промышленности загрязнению в большинстве случаев подвержены атмосфера, грунты и водные объекты.

Причинами отказов в целом по нефтедобывающей промышленности на промысловых трубопроводах являются:

• внутренняя коррозия	91,0 %
• наружная коррозия	3,9 %
• строительные дефекты	2,8 %
• нарушение правил эксплуатации	0,8 %
• прочее	1,5 %

В процессе сбора и транспорта нефти возможна разгерметизация фланцевых и сварных соединений устьевой арматуры, выкидного и нефтегазосборного трубопроводов, что приводит к проливам нефти. Проливы нефти возможны при обслуживании или ремонте технологического оборудования.

6.2 Сценарии возможных аварий техногенного характера на проектируемых объектах

Возможные аварии на проектируемых объектах можно условно разбить на две основные группы:

- аварии с наиболее тяжелыми последствиями (чрезвычайные ситуации техногенного характера) (полная разгерметизация оборудования);
- наиболее вероятные (типичные) аварии (аварии с частичной разгерметизацией оборудования).

Проектная авария - авария, для которой обеспечение заданного уровня безопасности гарантируется предусмотренными в проекте промышленного предприятия системами обеспечения безопасности.

Максимальная авария - проектная авария с наиболее тяжелыми последствиями.

Последствия аварий определяются количеством выброшенного вещества и количеством вещества, участвующего в аварии, расположением соседнего оборудования, смежных блоков, присутствием обслуживающего персонала в зонах риска.

В настоящем разделе представлены результаты расчетной оценки уровня опасных факторов и зон возможного риска при возникновении возможных аварийных ситуаций приводящих к тяжелым последствиям (МГА), связанных с возможным тепловым, ударным воздействием на персонал. Применительно к проектируемому объекту, к указанным авариям отнесены следующие:

- полная разгерметизация и аварийный выброс продукта без возгорания → образование пролива → испарение с поверхности пролива;
- полная разгерметизация и аварийный выброс продукта без возгорания → образование пролива → возгорание пролива, при наличии источника зажигания.

Ниже представлен анализ возможной аварийной ситуации на проектируемом объекте, а также расчет возможного экологического ущерба.

Для анализа использованы результаты расчета количества вещества, поступающего при возможных авариях и площади разлива продукта, выполненного в разделе 10 часть 2 «Перечень мероприятий по гражданской обороне, мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера, мероприятия по противодействию терроризму».

6.2.1 Анализ аварийной ситуации при разгерметизации оборудования без возникновения пожара

Расчеты выполнены по максимальным дебитам, приведенным в задании на проектирование. Физико-химические свойства приняты по пластам, также приведенным в задании на проектирование. Расчетные варианты относятся к следующим проектируемым объектам: обустройство устья скважины и выкидной трубопровод.

Расчетные варианты относятся к следующим проектируемым объектам:

- обустройство устья скважины;
- выкидной трубопровод.

Порыв на полное сечение

Площадка устья скважины № 443

Аварийная разгерметизация надземного участка выкидного трубопровода с проливом жидкости на площадку скважины № 443 с выходом газа в атмосферу.

Аварийный блок – трубопровод диаметром 114х6 мм длиной 5 м.

В аварийный блок поступает газонасыщенная жидкость с расходом 2,45 т/ч (дебит 58,8 т/сут, 70 м³/сут) в течение 120 с (отключение насоса УЭЦН).

Выкидной трубопровод от скважины № 443 до АГЗУ-5

Аварийная разгерметизация выкидного трубопровода на участке с максимальным проливом с выходом жидкости на поверхность вокруг трассы трубопровода и выходом газа в атмосферу.

Аварийный блок – трубопровод диаметром 114х6 мм длиной 9222,0 м.

В аварийный блок поступает газонасыщенная жидкость с расходом 2,45 т/ч (дебит 58,8 т/сут, 70 м³/сут) в течение 120 с (отключение насоса УЭЦН).

Истечение через свищ

На основании анализа информации об авариях, произошедших на аналогичных объектах, диаметр свища принимается равным 6 мм.

Время истечения через свищ принимается равным:

- времени, в течение которого давление в трубопроводе снижается от расчетного до минимального (давление отключения насосов ЭЦН, либо закрытия электродвигателя), но не более 24 часов. Для случаев, когда средняя объемная скорость истечения через свищ (при расчетном и минимальном давлении) превышает объемную скорость поступления продукта в трубопровод;
- времени, соответствующему периодичности осмотра по графику осмотра трасс трубопроводов, в остальных случаях.

Периодичность осмотра составляет 24 ч, 1 раз в сутки.

Рассмотрена аварийная ситуация на проектируемом объекте с максимальным количеством опасных веществ. Исходные данные и результаты расчета представлены в таблице 6.1.

Таблица 6.1 - Количество взрывопожароопасного вещества, способного участвовать в аварии, и площадь пролива при авариях на проектируемом объекте

№ п/п	Причина аварии и вероятность ее возникновения	Масса жидкости, вышедшей из трубопровода при расчетной аварии, т	Средняя обводненность, %	Масса нефти, вышедшей из трубопровода при расчетной аварии, т	Площадь пролива, м ²	Газовый фактор, м ³ /т	Объем выделившегося газа	
							м ³	кг
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Аварийная разгерметизация надземного участка выкидного трубопровода с проливом жидкости на площадку скважины № 443 с выходом газа в атмосферу (истечение через свищ)	9,750	29,0	5,818	780,2	41,0	238,52	373,12
Примечание - Рассмотрена аварийная ситуация с максимальным количеством опасного вещества участвующего в создании поражающих факторов. Площадь пролива принята в соответствии с данными раздела 10 часть 2 «Перечень мероприятий по гражданской обороне, мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера, мероприятия по противодействию терроризму».								

6.2.2 Анализ аварийной ситуации при разгерметизации оборудования с возникновением пожара

Расчет выбросов загрязняющих веществ при полном разрушении оборудования с возникновением пожара (Определение выбросов вредных веществ при горении нефти), проведен в соответствии с «Методикой расчета выбросов от источников горения при разливе нефти и нефтепродуктов» по формуле:

$$M_{\alpha} = K \cdot K_{\alpha} \cdot M_0 \quad (5.3.)$$

где K – коэффициент полноты сгорания нефти, принимается равным 1;

K_{α} – удельные выбросы (коэффициент эмиссии) при горении нефти (принимается по таблице 4.1. «Методики расчета выбросов от источников горения при разливе нефти и нефтепродуктов»);

M_0 – масса нефти, разлитая на поверхности в результате аварии.

Исходные данные и результаты расчета выбросов загрязняющих веществ при аварийной ситуации с возникновением пожара приведены в таблице 6.2.

Таблица 6.2 - Исходные данные и результаты расчета выбросов загрязняющих веществ при горении нефти

№ п/п	Причина аварии и вероятность ее возникновения	Масса нефти, разлитая на поверхности в результате аварии, т	Коэффициент полноты сгорания нефти	Наименование загрязняющих веществ (код)	Коэффициент эмиссии загрязнителя при горении Ка для нефти (кг/кг)	Выбросы загрязняющих веществ, кг
1	2	3	4	5	6	7
1	Аварийная разгерметизация надземного участка выкидного трубопровода с проливом жидкости на площадку скважины № 443 с выходом газа в атмосферу (истечение через свищ) (с возникновением пожара)	5,818	1	Оксид углерода (код - 0337)	0,084	488,6842
				Диоксид углерода (CO ₂)	1	5817,6690
				Оксиды азота (код - 0301)	0,0069	40,1419
				Оксиды серы (код - 0330)	0,0278	161,7312
				Сероводород (код - 0333)	0,001	5,8177
				Сажа (код - 0328)	0,17	989,0037
				Синильная к-та (код - 0317)	0,001	5,8177
				Дым (ультрадисп.ч-цы SiO ₂ т- код (код - 0323))	0,000001	0,0058
				Формальдегид (код - 1325)	0,001	5,8177
				Органические к-ты (в пересчете на уксусную - код 1555)	0,015	87,2650
				Пятиокись ванадия (код - 0110)	0,000464	2,6994
				Бенз(а)пирен (код - 0703)	0,000000076	0,0004
				Итого		7604,6537

6.3 Расчет аварийных зон при авариях

Под зонами поражения понимаются участки территории, для которых интенсивность возникающих в результате аварии поражающих факторов достаточна для причинения людям поражения соответствующей тяжести.

Безвозвратные и санитарные потери определяются количеством людей, находящихся в пределах зон безвозвратного (Б) и санитарного (С) поражения.

Расчет зон поражения проводим в соответствии с «Пособием по оценке опасности, связанной с возможными авариями при производстве, хранении, использовании и транспортировке больших количеств взрывоопасных и токсичных веществ».

Транспортируемая по выкидным и технологическим трубопроводам нефть рассматривается как горючая жидкость (класс А). При данной ситуации есть два основных сценария развития аварии:

- (А1) – пожар разлива – горение вещества разлива, испаряющегося с поверхности жидкости.
- (А2) – взрыв газового облака – характеризуется возникновением ударной волны при сгорании смеси паров опасного вещества, его капель и воздуха.

Размеры зон поражения определяются площадью возможного разлива жидкости (параметр «х»). Разлитие возникает при истечении жидкости из технологических емкостей в случае нарушения целостности последних.

Предполагается, что интенсивность развития аварийных процессов является максимальной и в них вовлечен весь объем опасного вещества.

Принимаем, что аварии, на реконструируемом объекте, могут протекать как по сценарию (A1), так и по сценарию (A2).

При аварии по сценарию A1 зоны поражения имеют форму концентрических кругов, их центр совпадает с источником воздействия.

Радиус зон определяется в соответствии с «Пособием по оценке опасности, связанной с возможными авариями при производстве, хранении, использовании и транспортировке больших количеств взрывоопасных и токсичных веществ» по формуле:

$$y = a \cdot x^b \quad (1)$$

где a и b – коэффициенты; x – площадь разлива.

При аварии по сценарию A2 зона безвозвратного поражения имеет форму прямоугольника, источник воздействия расположен на границе зоны. Зона санитарного поражения имеет форму круга, центр которого совпадает с центром зоны безвозвратного поражения.

Длина зоны безвозвратного поражения определяется в соответствии с «Пособием по оценке опасности, связанной с возможными авариями при производстве, хранении, использовании и транспортировке больших количеств взрывоопасных и токсичных веществ» по формуле:

$$y = a \cdot x^b \quad (1)$$

где a и b – коэффициенты; x – площадь разлива.

Ширина:

$$y = x^{0.5} \quad (3)$$

x – площадь разлива.

Радиус зоны санитарного поражения определяется в соответствии с «Пособием по оценке опасности, связанной с возможными авариями при производстве, хранении, использовании и транспортировке больших количеств взрывоопасных и токсичных веществ» по формуле:

$$y = a \cdot x^b \quad (1)$$

x – площадь разлива.

Блилежащие населенные пункты расположены за пределами расчетных зон возможного воздействия.

Результаты расчета аварийных зон при аварии по сценариям A1 и A2 сведены в таблицу 6.3.

Таблица 6.3 - Исходные данные и результаты расчета зон поражения при авариях

Причина аварии и причины ее возникновения	Количество опасного вещества, вовлеченного в аварию, т	Площадь разлива или пожара, м2	Авария по сценарию А1						Авария по сценарию А2						
			Зона безвозвратного поражения			Зона санитарного поражения			Зона безвозвратного поражения			Зона санитарного поражения			
			а	в	Радиус зоны санитарного поражения, м	а	в	Радиус зоны санитарного поражения, м	а	в	Длина зоны безвозвратного поражения, м	Ширина зоны безвозвратного поражения, м	а	в	Радиус зоны санитарного поражения, м
Аварийная разгерметизация надземного участка выкидного трубопровода с проливом жидкости на площадку скважины № 443 с выходом газа в атмосферу (истечение через свищ)	0,373	780,2	0,56	0,5	15,64	3,02	0,46	64,63	0,24	0,62	14,91	27,932	0,61	0,54	22,24

6.4 Определение экологического ущерба

Экологический ущерб, $P_{\text{экол}}$, определялся как сумма ущербов от различных видов вредного воздействия на объекты окружающей природной среды в соответствии с РД 03-496-02. «Методические рекомендации по оценке ущерба от аварий на опасных производственных объектах», 2002 г. по формуле:

$$P_{\text{экол}} = \mathcal{E}_a + \mathcal{E}_b + \mathcal{E}_n + \mathcal{E}_o, \quad (5.6)$$

где \mathcal{E}_a – ущерб от загрязнения атмосферы, руб.;

\mathcal{E}_b – ущерб от загрязнения водных ресурсов, руб.;

\mathcal{E}_n – ущерб от загрязнения почвы, руб.;

\mathcal{E}_o – ущерб от сверхлимитного размещения отходов, руб.

Ущерб от загрязнения атмосферного воздуха, \mathcal{E}_a , определяется исходя из массы загрязняющих веществ, поступающих в атмосферу.

Ущерб от загрязнения водных ресурсов, \mathcal{E}_b , определяется как ущерб от изменения качества воды. При строительстве предусматриваются водоохранные мероприятия, обеспечивающие соблюдение всех правил рыбоохраны, санитарных и экологических норм. Проектируемое строительство (эксплуатацию) намечено вести за пределами водоохранных зон поверхностных водотоков. Принятые проектом технические решения направлены на предупреждение загрязнения и защиту водоносных горизонтов (территории устьев скважин, обваловываются земляным валом с целью предупреждения разлива нефти в случае аварии; покрытие площадки - монолитный бетон, исключающий проникновение разлившейся нефти в грунт; запроектирована сеть ливневой канализации (отвод дождевых стоков)).

Ущерб от загрязнения почвы, \mathcal{E}_n , определялся на основе утвержденных указаний в соответствии с порядком определения размеров ущерба от загрязнения земель химическими веществами и экспертной оценки стоимости потерь, связанных с деградацией земель в результате вредного воздействия.

Величина *ущерба от сверхлимитного размещения отходов*, \mathcal{E}_o . В соответствии со статьей 1 Федерального закона от 10 января 2002 г. N 7-ФЗ "Об охране окружающей среды" земля, недра, почвы являются компонентами природной среды, обеспечивающими в совокупности благоприятные условия для существования жизни на Земле. В соответствии со статьей 4 указанного закона земля, недра, почвы являются объектами охраны окружающей среды от загрязнения, истощения, деградации, порчи, уничтожения и иного негативного воздействия хозяйственной и иной деятельности. Загрязненные почвы в соответствии с вышеуказанными нормами закона должны быть очищены до значений остаточного содержания, установленного в проекте рекультивации. Таким образом, нефтезагрязненные почвы и грунты, собранные в процессе работ по ликвидации последствий разливов нефти в результате разгерметизации нефтепроводов, не являются отходами производства и потребления (Письмо Минприроды РФ от 02.06.2010 № 12-47/8091 «О загрязненных нефтью в результате разгерметизации почв и грунтов, образованных в процессе рекультивации земель»).

Из проведенного выше анализа следует, что основному воздействию, в случае возможной аварии на проектируемом объекте подвержен атмосферный воздух и почвы. В связи с этим определение экологического ущерба, $P_{\text{экол}}$, сводится к расчету:

- \mathcal{E}_a - ущерба от загрязнения атмосферы,
- \mathcal{E}_n - ущерба от загрязнения почвы.

Ущерб от загрязнения атмосферного воздуха, \mathcal{E}_a , определяется исходя из массы загрязняющих веществ, поступающих в атмосферу при аварийной ситуации. Размер платы при превышении установленных комплексным экологическим разрешением выбросов загрязняющих веществ, определялся в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 3 марта 2017г. № 255 «Об исчислении и взимании платы за негативное воздействие на окружающую среду» п. 21 по формуле:

$$P_{np} = \sum_{i=1}^n M_{npi} \times H_{ПЛи} \times K_{OT} \times K_{np}$$

где:

M_{npi} – платежная база по выбросу соответствующего i-го загрязняющего вещества, определяемая лицом, обязанным вносить плату, за отчетный период как разница между массой или

- объемом выбросов загрязняющих веществ при превышении их количества, установленного комплексным разрешением и массой выбросов загрязняющих веществ, определенных указанными документами, тонна;
- $H_{\text{пл}i}$ – ставка платы за выброс i -го загрязняющего вещества в соответствии с постановлением № 913 «О ставках платы за негативное воздействие на окружающую среду и дополнительных коэффициентах», рублей/тонна;
- $K_{\text{от}}$ – дополнительный коэффициент к ставкам платы в отношении территорий и объектов, находящихся под особой охраной в соответствии с федеральными законами (принимается равным 1, так как объекты располагаются на территории не находящейся под особой охраной);
- $K_{\text{пр}}$ – коэффициент к ставкам платы за выброс соответствующего i -го загрязняющего вещества за объем или массу выбросов загрязняющих веществ, превышающих установленные объем или массу в пределах нормативов допустимых выбросов, равный 100;
- n – количество загрязняющих веществ.

Исходные данные и результаты расчета ущерба от загрязнения атмосферного воздуха, \mathcal{E}_a , при аварии без возникновения пожара приведены в таблице 6.4.

Исходные данные и результаты расчета ущерба от загрязнения атмосферного воздуха, \mathcal{E}_a , при аварии с возникновением пожара приведены в таблице 6.5.

Таблица 6.4 - Исходные данные и результаты расчета ущерба от загрязнения атмосферного воздуха

№ п/п	Причина аварии и вероятность ее возникновения	Общее количество выделенного газа, т	Наименование загрязняющих веществ (код)	Содержание, масс. доли	Ставки платы за 1 тонну загрязняющих веществ в пределах установленных лимитов на 2018 год*, руб/т	Коэффициент на 2019 год	Выбросы загрязняющих веществ, т	Размер платы за выброс загрязняющих веществ, руб.
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Аварийная разгерметизация надземного участка выкидного трубопровода с проливом жидкости на площадку скважины № 443 с выходом газа в атмосферу (истечение через свищ)	0,373	Метан (код - 0410)	0,10	108	1,04	0,03695	415,05
			Этан (код - 0417)	0,24	108	1,04	0,08904	1000,15
			Пропан (код - 0418)	0,31	108	1,04	0,11456	1286,69
			Бутан (код - 0402)	0,13	108	1,04	0,04965	557,64
			Пентан (код - 0405)	0,06	108	1,04	0,02083	233,95
			Углеводороды предельные С6-С10 (код - 0416)	0,03	0,1	1,04	0,00945	0,10
			Сероводород (код - 0333)	0,0058	686,2	1,04	0,00217	154,57
			Итого	0,86			0,3226	3648,15
Примечание - Ставки платы за 1 тонну загрязняющих веществ приняты в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 13.09.16 № 913 «О ставках платы за негативное воздействие на окружающую среду и дополнительных коэффициентах».								

Таблица 6.5 - Исходные данные и результаты расчета ущерба от загрязнения атмосферы при горении нефти

№ п/п	Причина аварии и вероятность ее возникновения	Наименование загрязняющих веществ (код)	Ставки платы за 1 тонну загрязняющих веществ в пределах установленных лимитов на 2018 год*, руб/т	Коэффициент на 2019 год	Выбросы загрязняющих веществ, т	Размер платы за выброс загрязняющих веществ, руб
1	2	3	4	5	6	7
1	Аварийная разгерметизация надземного участка выкидного трубопровода с проливом жидкости на площадку скважины № 443 с выходом газа в атмосферу (истечение через свищ) (с возникновением пожара)	Оксид углерода (код - 0337)	1,6	1,04	0,488684	81,32
		Диоксид углерода (CO ₂)		1,04	5,817669	0,00
		Оксиды азота (код - 0301)	138,8	1,04	0,040142	579,46
		Оксиды серы (код - 0330)	45,4	1,04	0,161731	763,63
		Сероводород (код - 0333)	686,2	1,04	0,005818	415,18
		Сажа (код - 0328)	36,6	1,04	0,989004	3764,54
		Синильная к-та (код - 0317)	547,4	1,04	0,005818	331,20
		Дым (ультрадисп.ч-цы SiO ₂ т- код (код - 0323)	109,5	1,04	0,000006	0,07
		Формальдегид (код - 1325)	1823,6	1,04	0,005818	1103,35
		Органические к-ты (в пересчете на уксусную - код 1555)	93,5	1,04	0,087265	848,57
		Пятиокись ванадия (код - 0110)	2736,8	1,04	0,002699	768,32
		Бенз(а)пирен (код - 0703)	5472968,7	1,04	0,000000	251,66
		Итого			7,604654	8907,28
Примечание - Ставки платы за 1 тонну загрязняющих веществ приняты в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 13.09.16 № 913 «О ставках платы за негативное воздействие на окружающую среду и дополнительных коэффициентах».						

Ущерб от загрязнения почвы, \mathcal{E}_n , определялся на основе утвержденных указаний в соответствии с порядком определения размеров ущерба от загрязнения земель химическими веществами и экспертной оценки стоимости потерь, связанных с деградацией земель в результате вредного воздействия.

Размеры ущерба от загрязнения земель определяются исходя из затрат на проведение полного объема работ по очистке загрязненных земель. В случае невозможности оценить указанные затраты, размеры ущерба от загрязнения земель рассчитываются в соответствии с «Порядком определения размеров ущерба от загрязнения земель химическими веществами» (утв. Роскомземом 10 ноября 1993 г. и Минприроды РФ 18 ноября 1993 г.) по следующей формуле:

$$\mathcal{E}_{n1} = \Pi = \sum^n (H_c \times S(i) \times K_b \times K_a(i) \times K_z(i) \times K_r), \quad (1)$$

где $\mathcal{E}_{n1} = \Pi$ - размер платы за ущерб от загрязнения земель одним или несколькими (от 1 до n) химическими веществами (тыс. руб.);

H_c - норматив стоимости сельскохозяйственных земель (тыс. руб./га);

K_b - коэффициент пересчета в зависимости от периода времени по восстановлению загрязненных сельскохозяйственных земель, определяемый согласно приложению 4 «Порядок определения размеров ущерба от загрязнения земель химическими веществами»;

S_i - площадь земель, загрязненных химическим веществом i-го вида (га);

$K_a(i)$ - коэффициент пересчета в зависимости от степени загрязнения земель химическим веществом i-го вида, определяемый согласно таблицы 5 «Порядок определения размеров ущерба от загрязнения земель химическими веществами»;

$K_z(i)$ - коэффициент экологической ситуации и экологической значимости территории i-го экономического района, определяемый согласно таблица 6 «Порядок определения размеров ущерба от загрязнения земель химическими веществами»;

K_r - коэффициент пересчета в зависимости от глубины загрязнения земель, определяемый согласно таблица 7 «Порядок определения размеров ущерба от загрязнения земель химическими веществами».

Размер ущерба рассчитывается для деградированных почв и земель по формуле:

$$\mathcal{E}_{n2} = \text{Ущ} = H_c \times S \times K_z \times K_c \times K_p + D_x \times S \times K_b,$$

где $\mathcal{E}_{n2} = \text{Ущ}$ - размер ущерба от деградации почв и земель (тыс. руб.);

H_c - норматив стоимости;

D_x - годовой доход с единицы площади (тыс. руб.), определяемый согласно п. 3.5 «Порядок определения размеров ущерба от загрязнения земель химическими веществами»;

S - площадь деградированных почв и земель (га);

K_z - коэффициент экологической ситуации территории, определяемый согласно таблица 2 «Порядок определения размеров ущерба от загрязнения земель химическими веществами»;

K_b - коэффициент пересчета в зависимости от периода времени по восстановлению деградированных почв и земель, определяемый согласно таблица 3 «Порядок определения размеров ущерба от загрязнения земель химическими веществами»;

K_c - коэффициент пересчета в зависимости от изменения степени деградации почв и земель, определяемый согласно таблицы 4 или 5 «Порядок определения размеров ущерба от загрязнения земель химическими веществами»;

K_p - коэффициент для особо охраняемых территорий, определяемый согласно п. 3.3 «Порядок определения размеров ущерба от загрязнения земель химическими веществами».

Исходные данные и результаты расчета ущерба от загрязнения почвы, \mathcal{E}_n , приведены в таблице 6.6.

Таблица 6.6 - Исходные данные и результаты расчета ущерба от загрязнения почвы

№ п/п	Причина аварии и вероятность ее возникновения	Площадь загрязненных земель, га	Норматив стоимости земель, тыс. руб./га	Кв - коэффициент пересчета в зависимости от периода времени по восстановлению загрязненных земель	Ка(i) - коэффициент пересчета в зависимости от степени загрязнения земель химическим веществом i-го вида	Кз(i) - коэффициент экологической ситуации и экологической значимости территории i-го экономического района	Кг - коэффициент пересчета в зависимости от глубины загрязнения земель	Размер ущерба от загрязнения земель, тыс. руб	Дх - годовой доход с единицы площади (тыс. руб.)	Кс - коэффициент пересчета в зависимости от изменения степени деградации почв и земель	Кп - коэффициент для особо охраняемых территорий	Размер ущерба от деградации земель, тыс. руб	Ущерб от загрязнения почвы, Эп, тыс. руб
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	Аварийная разгерметизация надземного участка выкидного трубопровода с проливом жидкости на площадку скважины № 443 с выходом газа в атмосферу (истечение через свищ)	0,0780	147	3,8	2,00	1,70	1	148,179	2,44	0,3	1,0	6,573	154,751

6.5 Определение общего экологического ущерба при аварийных ситуациях на проектируемых объектах

Общая характеристика аварийных ситуаций и их последствий на проектируемом объекте приведена в таблице 6.7.

Таблица 6.7 - Характеристика аварийных ситуаций и их последствий на промышленном объекте

№ п/п	Сценарий развития аварийной ситуации	Последствия	Количество загрязняющих веществ, выделившихся при аварии			Ущерб от загрязнения атмосферы, руб.	Ущерб от загрязнения почвы, руб.	Размер экологического ущерба, руб.
			В атмосферу (т)	На территорию (т)	В водные объекты (т)			
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Аварийная разгерметизация надземного участка выкидного трубопровода с проливом жидкости на площадку скважины № 443 с выходом газа в атмосферу (истечение через свищ)	загрязнение атмосферы, загрязнение почв	0,373	9,750		3648,15	154751,27	158399,42
2	Аварийная разгерметизация надземного участка выкидного трубопровода с проливом жидкости на площадку скважины № 443 с выходом газа в атмосферу (истечение через свищ) (с возникновением пожара)	загрязнение атмосферы	7,605	9,750		8907,28		8907,28

Примечание - В таблице приведены характеристики и последствия максимальной аварийной ситуации.

6.6 Проектные решения, обеспечивающие безопасность производства

Промышленная безопасность проектируемого объекта обеспечивается предусмотренными в проекте техническими решениями, а также выполнением комплекса мероприятий по обеспечению промышленной безопасности.

В проекте приняты следующие решения по исключению разгерметизации оборудования и предупреждению аварийных выбросов опасных веществ:

- сбор продукции скважины осуществляется по напорной однотрубной герметизированной системе;
- выбор оптимального диаметра трубопровода для транспорта продукции скважины в пределах технологического режима;
- выбор материального исполнения труб в соответствии с коррозионными свойствами перекачиваемой продукции;
- установка электрооборудования во взрывозащищенном исполнении;
- автоматический контроль параметров работы оборудования, средства сигнализации и автоматические блокировки;
- автоматическое отключение электродвигателей глубинных насосов скважины при отклонениях давления в выкидном трубопроводе - выше и ниже допустимого значения;
- покрытие гидроизоляцией усиленного типа сварных стыков выкидного трубопровода, деталей трубопровода;
- обвалование устья скважины с целью предотвращения растекания нефтесодержащей жидкости по поверхности земли;
- защита оборудования и трубопроводов от статического электричества путем заземления.
- на технологических площадках, где возможно образование взрывоопасных смесей, предусмотрен контроль загазованности со световой и звуковой аварийной сигнализацией;
- для предотвращения попадания производственно-дождевых стоков на окружающую территорию открытые технологические площадки запроектированы с покрытием из бетонных плит и установкой бордюрного камня. На площадках предусмотрено устройство бетонных дождеприемников;
- предусмотрена подземная прокладка трубопроводов параллельно рельефу местности;
- принятый диаметр трубопровода обеспечивает безопасную скорость движения продукта, во избежание накопления статического электричества;
- применение бесшовных труб;
- узлы контроля скорости коррозии;
- узлы отключающей арматуры ограждаются и вывешиваются предупредительные знаки;
- при выходе трубопроводов из земли предусмотрена установка изолирующих фланцев;
- стопроцентный контроль сварных соединений;
- антикоррозионная защита трубопроводов и емкостей;
- после окончания строительно-монтажных работ трубопроводы и оборудование подвергаются гидравлическому испытанию по специальной инструкции.

В состав работ по локализации разлива нефти входят:

- обвалование участка разлива нефти с помощью землеройной техники или восстановление разрушенного обвалования с целью ограничения растекания нефти по местности и организации стока ее в подготовленные и естественные емкости;
- установка изолирующих и сорбционных боновых заграждений по грунту;
- предотвращение попадания нефти в водотоки;
- сооружение временных земляных емкостей, запруд, амбаров для сбора разлитой нефти;

- остановка движения транспорта на опасных участках, отключение линии электропередачи в зоне разлива;
- откачка нефти из поврежденного участка технологического или транспортного трубопровода.

Для ликвидации загрязнений территории объектов АО «Оренбургнефть» предусмотрено следующее материально-техническое обеспечение:

- поверхностно-активные вещества;
- сорбенты;
- химикаты (кальциевая известь и др.);
- инвентарь для механического сбора нефти.

Технические решения, принятые в материалах настоящего рабочего проекта, соответствуют требованиям экологических, санитарно-гигиенических, противопожарных и других норм, действующих на территории Российской Федерации, и обеспечивают безопасную для жизни и здоровья людей эксплуатацию объекта при соблюдении мероприятий, предусмотренных проектной организацией.

Выполнение решений, заложенных в проекте позволит:

- в большинстве случаев предотвратить возникновение чрезвычайных ситуаций, вызываемых авариями, катастрофами, стихийными бедствиями и диверсионно-террористическими актами;
- значительно снизить ущерб, наносимый чрезвычайными ситуациями народному хозяйству, окружающей природной среде, жизни и здоровью обслуживающего персонала и жителей близлежащих населенных пунктов;
- уменьшить продолжительность сроков и затрат на ликвидацию последствий чрезвычайных ситуаций.

7 ЭКОЛОГО – ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИРОДООХРАННЫХ МЕРОПРИЯТИЙ

7.1 Расчет платы за выбросы загрязняющих веществ в атмосферу

Размер платы за выбросы загрязняющих веществ в атмосферу в пределах установленных предельно допустимых нормативов выбросов (ПДВ) определялась в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 3 марта 2017г. № 255 «Об исчислении и взимании платы за негативное воздействие на окружающую среду» п. 17 по формуле:

$$P_{нд} = \sum_{i=1}^n M_{ндi} \times H_{плi} \times K_{от} \times K_{нд}$$

где:

- $M_{ндi}$ – платежная база за выбросы или сбросы i-го загрязняющего вещества, определяемая лицом, обязанным вносить плату, за отчетный период как масса или объем выбросов загрязняющих веществ в количестве равном либо менее установленных нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ, тонна;
- $H_{плi}$ – ставка платы за выброс i-го загрязняющего вещества в соответствии с постановлением № 913 «О ставках платы за негативное воздействие на окружающую среду и дополнительных коэффициентах», рублей/тонна;
- $K_{от}$ – дополнительный коэффициент к ставкам платы в отношении территорий и объектов, находящихся под особой охраной в соответствии с федеральными законами (принимается равным 1, так как объекты располагаются на территории не находящейся под особой охраной);
- $K_{нд}$ – коэффициент к ставкам платы за выброс i-го загрязняющего вещества за объем или массу выбросов загрязняющих веществ в пределах нормативов допустимых выбросов, равный 1;
- n – количество загрязняющих веществ.

Исходные данные и результаты расчета платы сведены в таблицу 7.1.

Таблица 7.1 - Исходные данные и результаты расчета платы за выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух

Код	Наименование веществ	Ставки платы за тонну загрязняющих веществ на 2018 год	Выброс вещества, т/год	Коэффициент на 2019 год	Плата за выбросы, руб./год
1	2	3	4	5	6
На период строительства проектируемых объектов					
0123	диЖелезо триоксид (Железа оксид) (в пересчете на железо)	36,60	0,001636	1,04	0,06
0143	Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид)	5473,50	0,000141	1,04	0,80
0301	Азота диоксид (Азот (IV) оксид)	138,80	0,648108	1,04	93,56
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	93,50	0,105319	1,04	10,24
0328	Углерод (Сажа)	36,60	0,055164	1,04	2,10
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый)	45,40	0,101027	1,04	4,77
0337	Углерод оксид	1,60	0,594056	1,04	0,99
0342	Фториды газообразные	1094,70	0,000287	1,04	0,33
0344	Фториды плохо растворимые	181,60	0,000505	1,04	0,10
0616	Диметилбензол (Ксилол) (смесь изомеров о-, м-, п-)	29,90	0,013018	1,04	0,40
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)	5472968,70	0,000001	1,04	5,69

Код	Наименование веществ	Ставки платы за тонну загрязняющих веществ на 2018 год	Выброс вещества, т/год	Коэффициент на 2019 год	Плата за выбросы, руб./год
1	2	3	4	5	6
1325	Формальдегид	1823,60	0,010604	1,04	20,11
2732	Керосин	6,70	0,269422	1,04	1,88
2752	Уайт-спирит	6,70	0,009662	1,04	0,07
2902	Взвешенные вещества	36,60	0,003996	1,04	0,15
2908	Пыль неорганическая: 70-20% SiO ₂	56,10	0,000214	1,04	0,01
Итого:			1,813160		141,26
На период эксплуатации проектируемых объектов					
0333	Дигидросульфид (Сероводород)	686,20	0,000539	1,04	0,37
0402	Бутан	108,00	0,008901	1,04	0,96
0405	Пентан	108,00	0,003624	1,04	0,39
0410	Метан	108,00	0,02205	1,04	2,38
0416	Смесь углеводородов предельных C ₆ -C ₁₀	0,10	0,00167	1,04	0,00
0417	Этан	108,00	0,021626	1,04	2,34
0418	Пропан	108,00	0,02183	1,04	2,36
0621	Метилбензол (Толуол)	9,90	0,100531	1,04	1,00
1052	Метанол (Метиловый спирт)	13,40	0,150796	1,04	2,02
2704	Бензин (нефтяной, малосернистый) (в пересчете на углерод)	3,20	0,301593	1,04	0,97
2732	Керосин	6,70	0,452389	1,04	3,03
Итого:			1,085549		15,81
<p>Примечание - Ставки платы за тонну загрязняющих веществ приняты в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 13.09.16 № 913 «О ставках платы за негативное воздействие на окружающую среду и дополнительных коэффициентах».</p>					

7.2 Расчет платы за размещение отходов на период строительства и эксплуатации объектов

Размер платы за размещение отходов в пределах установленных природопользователю лимитов определен в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 3 марта 2017г. № 255 «Об исчислении и взимании платы за негативное воздействие на окружающую среду» п. 18 по формуле:

$$P_{LP} = \sum_{j=1}^m M_{Lj} \times H_{ПЛj} \times K_{OT} \times K_L \times K_{CT}$$

где:

- M_{Lj} – платежная база за размещение отходов j -го класса опасности, определяемая лицом, обязанным вносить плату, за отчетный период как масса или объем размещенных отходов в количестве, равном или менее установленных лимитов на размещение отходов, тонна;
- $H_{ПЛj}$ – ставка платы за размещение отходов j -го класса опасности в соответствии с постановлением № 913 «О ставках платы за негативное воздействие на окружающую среду и дополнительных коэффициентах», рублей/тонна;
- K_L – коэффициент к ставке платы за размещение отходов j -го класса опасности за объем или массу отходов производства и потребления, размещенных в пределах лимитов на их размещение, а также в соответствии с отчетностью об образовании, использовании, обезвреживании и о размещении отходов производства и потребления, представляемой в соответствии с законодательством Российской Федерации в области обращения с отходами, равный 1;
- K_{CT} – стимулирующий коэффициент к ставке платы за размещение отходов j -го класса опасности, принимается в соответствии с пунктом 6 статьи 16³ Федерального закона «Об охране окружающей среды» (принимается равным 1);
- m – количество классов опасности отходов.

Исходные данные и результаты расчета платы сведены в таблицу 7.2.

Таблица 7.2 - Исходные данные и результаты расчета платы за размещение отходов

Класс опасности (по ФККО)	Наименование отхода (код по ФККО)	Количество отходов, т	Количество отходов по классам опасности, т	Ставки платы за 1 тонну отходов производства и потребления, руб/т	Коэффициент на 2019 год	Плата за размещение отходов, руб.
1	2	3	4	5	6	7
На период строительства проектируемых объектов						
Твердые коммунальные отходы IV класс опасности	Мусор от офисных и бытовых помещений организаций несортированный (исключая крупногабаритный) (код - 7 33 100 01 72 4)	0,933333	0,93333	95	1,04	198,49
IV класс опасности	Отходы затвердевшего строительного раствора в кусковой форме (код - 8 22 401 01 21 4)	0,118080	0,15408	663,2	1,04	
	Шлак сварочный (код - 9 19 100 02 20 4)	0,036000				
V класс опасности	Лом железобетонных изделий, отходы железобетона в кусковой форме (код - 8 22 301 01 21 5)	0,656000	2,40500	17,3	1,04	43,27
	Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме	1,749000				

Класс опасности (по ФККО)	Наименование отхода (код по ФККО)	Количество отходов, т	Количество отходов по классам опасности, т	Ставки платы за 1 тонну отходов производства и потребления, руб/т	Коэффициент на 2019 год	Плата за размещение отходов, руб.
1	2	3	4	5	6	7
	(код - 8 22 201 01 21 5)					
ИТОГО:			3,49241			241,76
На период эксплуатации проектируемых объектов						
III класс опасности	Шлам очистки емкостей и трубопроводов от нефти и нефтепродуктов (код - 9 11 200 02 39 3)	0,368880	0,36888	1327	1,04	509,08
IV класс опасности	Отходы (шлам) при очистке сетей, колодцев дождевой (ливневой) канализации (код - 7 21 800 01 39 4)	0,060750	0,06075	663,2	1,04	41,90
ИТОГО:			0,06075			550,98
Примечания:						
1 Ставки платы за 1 тонну отходов производства и потребления приняты в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 13.09.16 № 913 «О ставках платы за негативное воздействие на окружающую среду и дополнительных коэффициентах».						
2 При расчете платы за размещение отходов в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 13.09.16 № 913 «О ставках платы за негативное воздействие на окружающую среду и дополнительных коэффициентах» для отходов 5 класса опасности принят норматив, отнесенный к «прочие», равный 17,3 руб. за тонну.						
3 В соответствии с Постановлением Правительства РФ от 29.06.2018г. № 758 «О ставках платы за негативное воздействие на окружающую среду при размещении твердых коммунальных отходов IV класса опасности (малоопасные) и внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации» при расчете суммы платы за негативное воздействие на окружающую среду за 2019 год ставки платы, утвержденные Постановлением № 913, умножаются на коэффициент 1,04.						
4 В соответствии с Постановлением Правительства РФ от 16 февраля 2019г. № 156 «О внесении изменений в ставки платы за негативное воздействие на окружающую среду при размещении твердых коммунальных отходов IV класса опасности (малоопасные)» ставка платы за негативное воздействие на окружающую среду при размещении твердых коммунальных отходов IV класса опасности (малоопасные) принята 95 рублей.						

7.3 Экономическая оценка мероприятий по охране земельных ресурсов

Воздействие на земельные ресурсы заключается в изъятии из сельхозоборота пахотных и выгонных земель, а также в нарушении структуры плодородного слоя на изъятых под строительство землях.

Отвод земель предусмотрен двух видов:

- во временное пользование на период строительства;
- в постоянное пользование на период эксплуатации.

Данным проектом предусматривается техническая и биологическая рекультивация нарушенных земель. Оценка эколого-экономической эффективности мероприятий по сохранению почвенно-растительного слоя и технико-экономические показатели рекультивационных работ представлены в Разделе 7 «Перечень мероприятий по охране окружающей среды» **Часть 2 «Проект рекультивации земель. Пояснительная записка».**

Восстановление земель, отводимых для долгосрочного пользования, проектом не предусматривается.

7.4 Экономическая оценка мероприятий по охране водных ресурсов

С целью охраны и рационального использования водных ресурсов для сбора дождевых стоков с площадки обустраиваемой скважины настоящим проектом предусмотрена ливневая канализация.

Сбор стоков с каждой площадки скважины осуществляется в канализационные емкости объемом 5 м³.

По мере накопления производственно-дождевые сточные воды из канализационных емкостей будут откачиваться и передаваться на площадку УПН Тананыкского месторождения, где пройдут стадии технологического процесса, согласно принятой схемы с дальнейшей утилизацией в системе ППД Тананыкского месторождения. Вывоз густых остатков промливневых стоков предусмотрен в накопитель замазученных почвогрунтов и снега Герасимовского месторождения Курманаевского района (ГРОРО 56-00037-X-00609-270715).

Капитальные вложения в сооружения канализации показаны в таблице 7.3.

Таблица 7.3 - Сметная стоимость сооружений канализации

№ п/п	Показатель	Единицы измерения	Количество
1	2	3	4
Сметная стоимость сооружений канализации			
1	Устройство канализации скважины № 443	тыс. руб.	185,395
Всего:		тыс. руб.	185,395

7.5 Расчет ущерба животному миру

В связи с изъятием земель и, соответственно, нарушением среды обитания животных возникает необходимость возмещения ущерба в виде компенсационных платежей.

Расчет ущерба животному миру от предполагаемой хозяйственной деятельности выполнен на основании:

- «Методики исчисления размера вреда, причиненного охотничьим ресурсам», утвержденной Приказом Минприроды России от 08.12.2011 года № 948,
- письма Министерства лесного и охотничьего хозяйства Оренбургской области (см. Приложение Инженерно-экологических изысканий).

Размер вреда при нарушении или уничтожении среды обитания охотничьих ресурсов в отношении одного вида на территории воздействия (суммарный вред, причиненный одному виду охотничьих ресурсов от хозяйственной и иной деятельности на территории воздействия) исчисляется как сумма вреда одному виду охотничьих ресурсов по каждой территории воздействия (территория необратимой трансформации, территория сильного воздействия, территория среднего воздействия и территория слабого воздействия) по формуле:

$$Y_{\text{сумм. 1 виду}} = Y_{\text{н.т.}} + Y_{\text{с.в.}} + Y_{\text{у.в.}} + Y_{\text{сп.в.}} \quad (2),$$

где: $Y_{\text{сумм. 1 виду}}$ - суммарный вред, причиненный одному виду охотничьих ресурсов от хозяйственной и иной деятельности на территории воздействия, руб.;

$Y_{\text{н.т.}}$ - вред, причиненный одному виду охотничьих ресурсов на территории необратимой трансформации, руб.,

$$Y_{\text{н.т.}} = (N_{\text{факт.}} + (N_{\text{факт.}} \cdot H_{\text{дон}} \cdot t)) \cdot T;$$

$Y_{\text{с.в.}}$ - вред, причиненный одному виду охотничьих ресурсов на территории сильного воздействия, руб.,

$$Y_{\text{с.в.}} = (N_{\text{факт.}} + (N_{\text{факт.}} \cdot H_{\text{дон}} \cdot t)) \cdot T \cdot 0,75;$$

$Y_{\text{у.в.}}$ - вред, причиненный одному виду охотничьих ресурсов на территории среднего воздействия, руб.

$$Y_{\text{у.в.}} = (N_{\text{факт.}} + (N_{\text{факт.}} \cdot H_{\text{дон}} \cdot t)) \cdot T \cdot 0,5.$$

$Y_{сл.в.}$ - вред, причиненный одному виду охотничьих ресурсов на территории слабого воздействия, руб.;

$$Y_{сл.в.} = (N_{факт.} + (N_{факт.} \cdot H_{доп.} \cdot t)) \cdot T \cdot 0,25,$$

$N_{факт.}$ - фактическая численность охотничьих ресурсов данного вида, обитающих (обитавших, в случаях когда не проводился расчет вреда от намечаемой хозяйственной и иной деятельности, представляющей экологическую опасность) на соответствующей территории воздействия, особей;

$H_{доп.}$ - норматив допустимого изъятия охотничьих ресурсов, в процентах;

Норматив допустимого изъятия для каждого вида охотничьих ресурсов ($H_{доп.}$) принимается согласно Приложению 1 Приказа Минприроды России от 30 апреля 2010 г. N 138 "Об утверждении нормативов допустимого изъятия охотничьих ресурсов и нормативов численности охотничьих ресурсов в охотничьих угодьях". В отношении видов охотничьих ресурсов, добыча которых осуществляется без утверждения лимита добычи, и для которых не установлен норматив допустимого изъятия, при расчете суммарного вреда, причиненного одному виду охотничьих ресурсов от хозяйственной и иной деятельности на территории воздействия, в качестве норматива допустимого изъятия охотничьих ресурсов ($H_{доп.}$) используются показатели: для зверей – 30 %, для птиц – 50 %.

T - такса для исчисления размера вреда, причиненного охотничьим ресурсам, руб. (приложение 1 к Методике исчисления размера вреда, причиненного охотничьим ресурсам);

t - период воздействия, лет;

При бессрочном периоде воздействия применяется период воздействия продолжительностью 30 лет.

0,75 - пересчетный коэффициент для территории сильного воздействия;

0,5 - пересчетный коэффициент для территории среднего воздействия;

0,25 - пересчетный коэффициент для территории слабого воздействия.

Размер суммарного вреда охотничьим ресурсам при нарушении или уничтожении среды обитания охотничьих ресурсов исчисляется как сумма вреда в отношении всех видов охотничьих ресурсов, которые обитают (обитали) на территории воздействия, по формуле:

$$Y_{сумм} = Y_{сумм.1виду} + Y_{сумм.2виду} + Y_{сумм...пвиду} \quad (3),$$

где: $Y_{сумм}$ - суммарный вред при нарушении или уничтожении среды обитания охотничьих ресурсов;

$Y_{сумм.1виду}$, $Y_{сумм.2виду}$, $Y_{сумм.пвиду}$, суммарный вред при нарушении или уничтожении среды обитания 1-го, 2-го, n-го вида охотничьего ресурса.

Исходные данные и результаты расчета ущерба животному миру сведены в таблицу 7.4.

Таблица 7.4 - Исходные данные и результаты расчета ущерба животному миру

Виды охотничьих животных	Плотность, особей/ 1000 га (в соответствии с письмом Министерства лесного и охотничьего хозяйства Оренбургской области)	Такса (руб за 1 особь) (приложение 1 к Методике исчисления размера вреда, причиненного охотничьим ресурсам)	Площадь в постоянное пользование, га	Площадь во временное пользование, га	Ндоп., % (Приложение 1 Приказа Минприроды России от 30 апреля 2010 г. N 138 "Об утверждении нормативов допустимого изъятия охотничьих ресурсов и нормативов численности охотничьих ресурсов в охотничьих угодьях")	Вред, причиненный одному виду охотничьих ресурсов на территории и необратимой трансформации, руб., Ун.т	Вред, причиненный одному виду охотничьих ресурсов на территории и сильного воздействия, руб., Ус.в	Вред, причиненный одному виду охотничьих ресурсов на территории среднего воздействия, руб., Уу.в	Вред, причиненный одному виду охотничьих ресурсов на территории слабого воздействия, руб., Усл.в	Суммарный вред, причиненный одному виду охотничьих ресурсов от хозяйственной и иной деятельности на территории воздействия, руб., Усумм. 1 виду, руб.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Курманаевский район										
Косуля	0,8	20000	10,8245	39,0419	5	432,98	1171,26	780,84	390,42	2775,49
Кабан	0,13	15000			30	211,08	570,99	380,66	190,33	1353,05
Лисица	0,56	100			30	6,06	16,40	10,93	5,47	38,86
Куница лесная	0,15	3000			30	48,71	131,77	87,84	43,92	312,24
Зяец-русак	1,40	500			30	75,77	204,97	136,65	68,32	485,71
Бобр	0,76	500			30	41,13	111,27	74,18	37,09	263,67
Норка	0,39	500			30	21,11	57,10	38,07	19,03	135,31
Барсук	0,05	6000			10	12,99	35,14	23,43	11,71	83,26
Сурок	1,20	3000			30	389,68	1054,13	702,75	351,38	2497,94
Серая куропатка	8,47	300			50	440,08	1190,47	793,64	396,82	2821,01
Ондатра	1,22	100	30	13,21	35,72	23,82	11,91	84,65		
Суммарный вред при нарушении или уничтожении среды обитания охотничьих ресурсов, рублей										10851,21

8 КОНТРОЛЬ ЗА СОСТОЯНИЕМ И ОХРАНОЙ ОКРУЖАЮЩЕЙ ПРИРОДНОЙ СРЕДЫ

Экологический контроль предназначен для оценки и прогноза состояния компонентов окружающей природной среды от воздействия объектов Ишувского месторождения как до, так и после намечаемой деятельности.

В настоящее время на территории и в зоне влияния объектов Ишувского месторождения существует система экоаналитического контроля компонентов окружающей среды, включающая систему контроля за состоянием атмосферного воздуха, почв, подземных и поверхностных вод, радиационной обстановки, а также контроль за разработкой недр. Наблюдения проводятся в соответствии с:

- «Программой мониторинга состояния окружающей среды на объектах АО «Оренбургнефть» на 2019 год»;
- «Программа ведения мониторинга подземных вод на месторождениях АО «Оренбургнефть» на 2019 год»;
- «Графиком радиационного экологического контроля АО «Оренбургнефть» на 2019 год.

Отбор и анализ проб атмосферного воздуха, почв, поверхностных и подземных вод, радиологические и радиометрические исследования осуществляются:

- испытательной лабораторией ООО «Лаборатория «Центра социальных технологий» (аттестат аккредитации № RA.RU.21ЭМ91 выдан 23.09.2015г. бессрочно;
- аккредитованным испытательным лабораторным центром филиала ФБУЗ «Центр гигиены и эпидемиологии в Оренбургской области» (аттестат аккредитации испытательного лабораторного центра № РОСС.RU.0001.510115 от 18.05.2016г.);
- аккредитованной испытательной химико-аналитической лабораторией № 8 АО «Оренбургнефть» (аттестат аккредитации № RA.RU.21БИ01 от 24.04.2017г.).

Структура производственного экологического контроля включает в себя:

- контроль загрязнения атмосферы в близлежащих жилых зонах;
- контроль водной среды (поверхностные и подземные воды);
- наземный контроль экосистем (почвенный);
- радиационный контроль.

Ответственность за организацию работ по ведению ведомственного экологического контроля возлагается на недропользователя. Производственный экологический контроль может осуществляться как самостоятельно, так и во взаимодействии с природоохранными органами федерального и регионального уровней на условиях и в порядке, предусмотренном действующим законодательством, заключенными соглашениями, а также с привлечением аккредитованных лабораторий, по договору.

Ниже приводятся рекомендации по формированию наблюдательной сети в процессе реализации намечаемой деятельности по каждой из сред.

Контроль загрязнения атмосферы в населенных пунктах и промышленных зонах

Близлежащие населенные пункты к району проектируемых работ на Ишувском месторождении: поселок Волжский и село Бобровка.

На существующее положение, в соответствии с «Программой мониторинга состояния окружающей среды на объектах АО «Оренбургнефть» на 2019 год», наблюдения за состоянием атмосферного воздуха в районе объектов Ишувского месторождения не предусматриваются в связи со значительной удаленностью населенных пунктов от объектов нефтепромысла..

В соответствии с п. 3 «Контроль за соблюдением установленных нормативов выбросов» «Методического пособия по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух». (Дополненное и переработанное). С-Пб., 2012 г. производственный контроль за соблюдением установленных нормативов выбросов (ПДВ и ВСВ) подразделяется на два вида:

- контроль непосредственно на источниках (для источников с организованным выбросом);
- контроль за содержанием вредных веществ в атмосферном воздухе (на границе СЗЗ или ближайшей жилой застройки). Данный вид контроля применяется для открытых поверхностей испарения

открытого хранения сырья, топлива, отходов, совокупности неплотностей технологического оборудования, расположенного вне производственных помещений.

Первый вид контроля является основным для всех источников с организованным и неорганизованным выбросом, второй - может дополнять первый вид контроля и применяется, главным образом, для отдельных предприятий, на которых неорганизованный разовый выброс превалирует в суммарном разовом выбросе (г/с) предприятия (п. 3 «Контроль за соблюдением установленных нормативов выбросов» п.п. 3.1. «Методического пособия по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух». (Дополненное и переработанное). С-Пб., 2012 г.).

Определение целесообразности проведения контроля (наблюдений) за концентрацией загрязняющих веществ в атмосферном воздухе выполнено на основании «Методического пособия по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух. (Дополненное и переработанное). С-Пб., 2012 г. раздела 3. «Контроль за соблюдением установленных нормативов выбросов» пункт 3.4. и 3.6. При этом использовалось одно из следующих условий выбора вредных веществ, нормативы ПДВ (ВСВ) которых контролируются с помощью измерений их приземных концентраций в атмосфере: такой контроль целесообразен для веществ, для которых результаты расчетных оценок их приземных концентраций удовлетворяют (одновременно) следующим условиям:

- максимальные расчетные концентрации таких вредных веществ (с учетом фона), $q_{жк}$, создаваемые выбросами хозяйствующего субъекта в зонах жилой застройки превышают $0,8 \cdot \text{ПДК}$:

$$q_{жк} > 0,8 \cdot \text{ПДК}_j \quad (3.7)$$

- вклад неорганизованных выбросов рассматриваемого хозяйствующего субъекта, $q_{неорг,j}$, в концентрации $q_{жк}$ в точках превышения указанными концентрациями уровня $0,5 \cdot \text{ПДК}$ в жилой застройке составляет не менее 50 %:

$$q_{неорг,j} \geq 0,5 \cdot q_{жк} \quad (3.8)$$

С учетом не выполнения выше указанных условий, результатов расчета (анализ представлен в разделе «Расчет и анализ величин приземных концентраций загрязняющих веществ») и учитывая, что на данном участке недр действует система мониторинга АО «Оренбургнефть» дополнительные пункты контроля за состоянием атмосферного воздуха не требуются.

В отдельных случаях периодичность производственного контроля может корректироваться по усмотрению органов по охране окружающей среды с учетом экологической обстановки в регионе.

Наземный контроль экосистем (почвенный)

Контроль за состоянием почвенно-растительного покрова должен осуществляться непрерывно от проектирования до окончания эксплуатации объекта и передачи использованных земель землепользователям.

Система ведомственного контроля состояния почвенного покрова в соответствии с «Программой мониторинга состояния окружающей среды на объектах АО «Оренбургнефть» на 2019 год» в районе Ишуевского месторождения ведутся ведомственные наблюдения за состоянием почв, включающие лабораторный контроль 1 раз в год по следующим точкам: 150 м по уклону рельефа от ДНС (Коммунарская), скважин №№ 1851, 1853, 2553 с определением следующих показателей: pH, нефтепродукты, хлориды.

Наблюдения за состоянием почв в зоне возможного влияния в 2018 году выполнены аккредитованной испытательной лабораторией ООО «Лаборатория «Центра социальных технологий» (аттестат аккредитации № RA.RU.21ЭМ91 выдан 23.09.2015 г. бессрочно).

Контроль в процессе эксплуатации объекта осуществляется путем осмотра площади и регистрации места нарушения и загрязнения земель, оценки состояния растительности сотрудниками с периодичностью, соответствующей режиму их работы.

В соответствии с предварительным прогнозом возможных изменений условий территории при реализации намечаемых проектных решений можно дать предварительные рекомендации по расширению существующей системы экологического мониторинга: расширить контроль состояния почвенного покрова и включить в контроль площадку вновь обустроенной скважины № 443: наблюдательную сеть необходимо расположить в районе источников, оказывающих воздействие на состояние почвы (контрольная площадка) (проектируемые производственные площадки, автодороги, трубопроводы) с учетом направления поверхностного стока; отбор проб производить один раз в год – в июне; выполнять анализ по следующим санитарно-химическим показателям: pH, нефтепродукты, сульфаты, хлориды, валовые формы металлов (медь, цинк, свинец, никель, кадмий, мышьяк, ртуть) и

бенз(а)пирен; оценка степени загрязненности почвенного покрова исследуемого района должна производиться на основании сравнения данных физико-химического анализа проб со значениями фоновых показателей полученных при проведении инженерно-экологических изысканий. Местоположение рекомендуемых пунктов контроля приведено на ситуационной карте-схеме (см. приложение В).

При определении регламента контроля следует учитывать следующие требования ГОСТ 17.4.3.04-85 «Охрана природы. Почвы. Общие требования к контролю и охране от загрязнения»:

- почвы, отнесенные к категории загрязненных должны находиться под постоянным контролем;
- постоянный контроль заменяется на периодический, когда количество загрязняющих веществ в почве становится ниже допустимого уровня.

Периодический контроль почвы устанавливается 1 раз в пять лет согласно «Методическим рекомендациям по выявлению деградированных и загрязненных земель» (утв. Роскомземом 28.12.94, Минсельхозпродом РФ 26.01.95, Минприроды РФ 15.02.95).

Отбор проб в режиме постоянного контроля земель, отнесенных к категории загрязненных, проводят по согласованию с уполномоченными государственными территориальными органами исполнительной власти в области природопользования и охраны окружающей среды, но не реже 1 раза в год в соответствии с ГОСТ 17.4.4.02-2017 «Методы отбора и подготовки проб для химического, бактериологического, гельминтологического анализа».

В зависимости от получаемых фактических результатов количество точек и определений может корректироваться по ходу работ.

После завершения строительства и рекультивации участка проводится контроль за качеством рекультивационных работ. Для чего на участке производится замер толщины гумусового слоя, определяется наличие инородных техногенных включений, являющихся остатками деятельности строителей, а также присутствие комков подстилающих пород. Аналитически определяется в пробах почв гумус, элементы питания, полная водная вытяжка, рН, нефтепродукты, обменные основания, водно-физические показатели почв (влажность, структура, общая пористость и объемная масса) в соответствии с действующими ГОСТами.

Результаты анализов на рекультивированном участке сравниваются с фоновыми. После этого проводится корректировка рекультивационных мероприятий. Через год проводится повторное обследование и делаются выводы о качестве выполненных работ.

Контроль водной среды

Техногенному воздействию наиболее подвержены поверхностные и неглубоко залегающие подземные воды, а также поверхностные воды.

В настоящее время в соответствии с «Программой мониторинга состояния окружающей среды на объектах АО «Оренбургнефть» на 2019 год» в районе Ишуевского месторождения ведутся ведомственные наблюдения за состоянием **поверхностных** вод, включающие лабораторный контроль с периодичностью 2 раз в год по следующим точкам: пруд-1 ниже 500 м ДНС, пруд-2 за лесопосадкой в районе скважины № 44, пруд-3 за месторождением у ВЛ-35 в 2,3 км от скважины № 1832 (определяемые показатели: цветность, мутность, окисляемость, температура, взвешенные вещества, рН, сухой остаток, жесткость, БПК-5, ХПК, хлориды, сульфаты, гидрокарбонат-ион, карбонат-ион, железо, кальций, магний, натрий+калий, фосфаты, нитраты, нитриты, соли аммония, СПАВ, нефтепродукты).

Наблюдения за состоянием поверхностных вод в 2018 году выполнены аккредитованной испытательной химико-аналитической лабораторией № 8 АО «Оренбургнефть» (аттестат аккредитации № RA.RU.21БИ01 от 24.04.2017г.).

Учитывая предполагаемую антропогенную нагрузку на территорию, рекомендуется использовать существующую наблюдательную сеть АО «Оренбургнефть» для экологического контроля за состоянием подземных вод. Дополнительных точек контроля состояния подземных вод не потребуется. Со временем, по получении результатов мониторинга, наблюдательная сеть может быть расширена.

В настоящее время в районе Ишуевского месторождения ведутся ведомственные наблюдения за состоянием **подземных вод**. На предприятии имеется «Проект мониторинга подземных и поверхностных вод на Ишуевском месторождении», ООО НПФ «Нефтехпроект», г. Оренбург, 2009 год. На месторождении создана сеть мониторинга за состоянием подземных вод и ежегодно составляется отчет о результатах выполненных работ по ведению мониторинга подземных и поверхностных вод на месторождениях АО «Оренбургнефть». Ежегодное обследование территорий месторождения и инспектирование режимных сетей наблюдательных скважин производится с целью оценки техногенной нагрузки на подземные и поверхностные воды и определения технического состояния наблюдательных

скважин специализированного наблюдательного объекта (СНО) на месторождениях АО «Оренбургнефть». В соответствии с «Программой ведения мониторинга подземных вод на месторождениях АО «Оренбургнефть» на 2019 год» пробы отбираются: 2 раза в год на полный химический анализ (ПХА: сухой остаток, pH, взвешенные вещества, жесткость, цветность, хлориды, сульфаты, гидрокарбонат-ион, карбонат-ион, кальций-ион, магний-ион, нитриты, нитраты, соли аммония, окисляемость, мутность, нефтепродукты, железо) с наблюдательных скважин №№ 43, 44. Во всех пробах определяются приоритетные показатели качества воды для нефтяных месторождений (нефтепродукты).

Наблюдения за состоянием подземных вод в 2018 году выполнены аккредитованным испытательным лабораторным центром филиала ФБУЗ «Центр гигиены и эпидемиологии в Оренбургской области» (аттестат аккредитации испытательного лабораторного центра № РОСС.RU.0001.510115 от 18.05.2016 г.).

Работы по мониторингу подземных вод необходимо начать до ввода в действие проектируемых сооружений. Проектируемые объекты будут проходить по территории распространения защищенного от загрязнения с поверхности водоносного татарского комплекса, который является основным источником питьевого водоснабжения населения. Для сравнимости результатов целесообразно в сеть экологического мониторинга включить точки, обследованные при проведении инженерно-экологических изысканий в рамках оценки существующего уровня загрязнения с целью проектирования. Для контроля за качеством подземных вод рекомендуется использовать 1 пункт наблюдения в селе Бобровка, где вероятность негативных воздействий на подземные воды наибольшая. Местоположение рекомендуемых наблюдательных пунктов показано на ситуационной карте-схеме (см. приложение В). Для определения фоновых показателей необходимо выполнить опробование рекомендуемых наблюдательных пунктов до ввода в эксплуатацию проектируемых сооружений. При наблюдении за качеством подземных вод регулярно (с периодичностью 1 раз в квартал) контролировать следующие показатели: состояние подземных вод, наличие в них загрязняющих веществ, характерных для данного технологического процесса; основные показатели качества: температура, цветность, мутность, водородный показатель (pH), аммоний, гидрокарбонаты, железо общее, жесткость общая, кальций, магний, марганец, натрий + калий, нитраты, нитриты, ртуть, сульфаты, сухой остаток, синтетические поверхностно-активные вещества, хлориды, нефтепродукты, фенолы и техническое состояние водозаборных сооружений на подземные воды. Со временем, по получении результатов мониторинга, наблюдательная сеть может быть расширена.

Результаты анализов должны систематизироваться и обрабатываться и представляться в контролирующие и вышестоящие организации. Кроме того, должен проводиться сбор и анализ гидрохимических данных специализированных лабораторий, характеризующих качество подземных и поверхностных вод.

Контроль радиационной обстановки

Контроль за радиационной обстановкой осуществляется 1 раз в 3 года. «Графиком радиационного экологического контроля АО «Оренбургнефть» на 2019 год на Ишуевском месторождении предусмотрено:

- исследование поверхностных вод (удельная активность Rn-222. Бк/кг, удельная суммарная активность альфа-излучающих радионуклидов, Бк/кг, удельная суммарная активность бета-излучающих радионуклидов, Бк/кг) 1 раз за год: пруд-1 ниже ДНС 500 м;
- проведение дозиметрического контроля (среднее значение МЭД из 3 замеров, мкЗв/ч) 1 раз за год: скважины № 1853 (по 5 точек);
- исследование проб почвы (удельная активность 40K, 232Th, 226Ra, 137Cs, эффективная активность ЕРН, плотность потока радона с почв, мБк/(с*м²) 1 раз за год: на скважине № 1853;
- исследование проб нефти скважины № 1853 1 раз за год (удельная активность 40K, 232Th, 226Ra, удельная эффективная активность ЕРН, Бк/кг);

Так же производится сбор радиологических исследований, выполняемых на стадии проектирования строительства и обустройства скважин с целью дальнейшего использования для проведения сравнительного анализа при организации контроля радиационной обстановки в ходе проведения работ на Ишуевском месторождении.

В соответствии с предварительным прогнозом возможных изменений условий территории при реализации намечаемых проектных решений можно дать предварительные рекомендации по расширению радиационного экологического контроля: расширить мероприятия по изучению радиационной обстановки и прогнозу радиоактивного загрязнения окружающей среды и включить в контроль вновь обустраиваемую скважину.

С целью изучения радиационной обстановки и прогнозирования возможного радиоактивного загрязнения окружающей среды необходимо предусмотреть специализированное радиационно-экологическое обследование территории:

- оценку гамма-фона территории (определение мощности эквивалентной дозы внешнего гамма-излучения);
- измерение удельной активности ^{40}K , ^{232}Th , ^{226}Ra , ^{137}Cs , эффективной активности ЕРН, плотности потока радона почв, мБк/(с*м²) с площадки скважины № 443;
- измерение удельной активности и эффективной удельной активности природных радионуклидов в продукции добывающей нефтяной скважины № 443.

Ответственность за радиационную безопасность и организацию работ по радиационному контролю (получение информации о радиационной обстановке в организации, в окружающей среде и об уровнях облучения людей, включает в себя дозиметрический и радиометрический контроль) возлагается на недропользователя.

Следует отметить, что существующая система контроля на Ишуевском месторождении достаточно полно охватывает компоненты окружающей среды: атмосферный воздух, почва, вода, радиационная обстановка. Проводимый в рамках производственного экологического контроля мониторинг компонентов окружающей среды оптимально организован, достаточен и позволяет контролировать состояние компонентов природной среды в месте размещения объекта, его данные объективны и достоверны - анализы выполнены аккредитованными лабораториями, на поверенном и калиброванном оборудовании и приборах.

В предыдущих разделах данного тома было определено, что проектируемые объекты являются фактором незначительной дополнительной техногенной нагрузки; их безаварийная эксплуатация не приведёт к изменению существующего состояния ни одного компонента окружающей природной среды, не изменит технологических параметров разработки месторождения.

Таким образом, введение в эксплуатацию проектируемого объекта не потребует изменения существующей системы контроля состояния окружающей природной среды.

Представленные рекомендации по ведению контроля за состоянием окружающей среды при эксплуатации проектируемых объектов Ишуевского месторождения позволит контролировать, прогнозировать и своевременно устранять все негативные техногенные последствия.

В таблице 8.1. приведены основные положения по ведению контроля за состоянием окружающей среды.

Таблица 8.1 - Контроль за состоянием и охраной окружающей среды

№ п/п	Объект контроля	Контролируемые загрязняющие вещества	Периодичность контроля	Ответственная организация
1	2	3	4	5
1	<p>Контроль за химическим составом подземных вод:</p> <p>по программе мониторинга:</p> <ul style="list-style-type: none"> • наблюдательные скважины №№ 43, 44; <p>рекомендуемые точки контроля:</p>	<ul style="list-style-type: none"> • на полный химический анализ (ПХА: сухой остаток, рН, взвешенные вещества, жесткость, цветность, хлориды, сульфаты, гидрокарбонат-ион, карбонат-ион, кальций-ион, магний-ион, нитриты, нитраты, соли аммония, окисляемость, мутность, нефтепродукты, железо); • температура, цветность, мутность, водородный показатель (рН), аммоний, 	<p>2 раза в год</p> <p>1 раз в квартал</p>	Недропользователь

№ п/п	Объект контроля	Контролируемые загрязняющие вещества	Периодичность контроля	Ответственная организация
1	2	3	4	5
	<ul style="list-style-type: none"> водозаборная скважина в селе Бобровка. 	гидрокарбонаты, железо общее, жесткость общая, кальций, магний, марганец, натрий + калий, нитраты, нитриты, ртуть, сульфаты, сухой остаток, синтетические поверхностно-активные вещества, хлориды, нефтепродукты, фенолы и техническое состояние водозаборных сооружений на подземные воды.		
2	Контроль за химическим составом поверхностных вод: по программе мониторинга: <ul style="list-style-type: none"> пруд-1 ниже 500 м ДНС, пруд-2 за лесопосадкой в районе скважины № 44, пруд-3 за месторождением у ВЛ-35 в 2,3 км от скважины № 1832. 	<ul style="list-style-type: none"> цветность, мутность, окисляемость, температура, взвешенные вещества, рН, сухой остаток, жесткость, БПК-5, ХПК, хлориды, сульфаты, гидрокарбонат-ион, карбонат-ион, железо, кальций, магний, натрий+калий, фосфаты, нитраты, нитриты, соли аммония, СПАВ, нефтепродукты 	2 раза в год	Недропользователь
3	Контроль загрязнения почвы: по программе мониторинга: <ul style="list-style-type: none"> 150 м по уклону рельефа от ДНС (Коммунарская), скважин №№ 1851, 1853, 2553; рекомендуемые точки контроля <ul style="list-style-type: none"> площадка скважины № 443 (с учетом направления поверхностного стока). 	<ul style="list-style-type: none"> рН, нефтепродукты, хлориды. рН, нефтепродукты, сульфаты, хлориды, валовые формы металлов (медь, цинк, свинец, никель, кадмий, мышьяк, ртуть) и бенз(а)пирен. 	1 раз в год 1 раз в год – в июне	Недропользователь
4	Контроль за радиационной обстановкой: по программе мониторинга: <ul style="list-style-type: none"> исследование поверхностных вод: пруд-1 ниже ДНС 500 м; 	<ul style="list-style-type: none"> удельная активность Rn-222. Бк/кг, удельная суммарная активность альфа-излучающих радионуклидов, Бк/кг, удельная суммарная активность бета- 	1 раз в 3 года	Недропользователь

№ п/п	Объект контроля	Контролируемые загрязняющие вещества	Периодичность контроля	Ответственная организация
1	2	3	4	5
	<ul style="list-style-type: none"> • проведение дозиметрического контроля: скважины № 1853 (по 5 точек); • исследование проб почвы: на скважине № 1853; • исследование проб нефти скважины № 1853; <p style="text-align: center;">рекомендуемые точки контроля</p> <ul style="list-style-type: none"> • площадка скважины № 443; • исследование проб нефти со скважины № 443. 	<p>излучающих радионуклидов, Бк/кг;</p> <ul style="list-style-type: none"> • среднее значение МЭД из 3 замеров, мкЗв/ч (по 5 точек); • удельная активность 40К, 232Th, 226Ra, 137Cs, эффективная активность ЕРН, плотность потока радона с почв, мБк/(с*м²); • удельная активность 40К, 232Th, 226Ra, удельная эффективная активность ЕРН, Бк/кг; • оценку гамма-фона территории (определение мощности эквивалентной дозы внешнего гамма-излучения); • удельная активность 40К, 232Th, 226Ra, 137Cs, эффективная активность ЕРН, плотность потока радона с почв, мБк/(с*м²); • активность 40К, 232Th, 226Ra, 137Cs, удельная эффективная активность ЕРН продукции скважин. 	<p>1 раз в 3 года</p>	

9 РЕЗЮМЕ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ОВОС

Планируемое строительство вызвано, прежде всего, технологической необходимостью, связанной с увеличением выпуска продукции.

В административном отношении Ишуевское нефтяное месторождение расположено на границе Оренбургской и Самарской областей, большей частью в пределах Курманаевского административного района, в 60 км к юго-западу от г. Бузулук.

Ишуевское месторождение находится в непосредственной близости от разрабатываемых месторождений Оренбургской области – Южно-Субботинского, Коммунарского, Тананыкского и Герасимовского.

В 36 км к северо-востоку от месторождения расположен районный центр с. Курманаевка, через который проходит асфальтированная дорога, соединяющая г. Уральск с г. Бугульма. Вблизи месторождения расположены села Ромашкино, Костино, Лаврентьевка, пос. Волжский, связанные между собой грунтовыми дорогами. Поселок Волжский связан с районным центром с. Курманаевка дорогой с автобусным сообщением.

Ишуевское месторождение подключено к нефтепроводу Тананык - Герасимовка и Нефтегорская ЦПС. Электроэнергией оно обеспечено с подстанции 35 кВт посредством цепи ВЛ-110кв Кп/ст «Алексеевская».

Месторождение расположено в пределах одного лицензионного участка (ЛУ) - Ишуевского (лицензия ОРБ 03276 НЭ выдана 15.04.2019 г. дата окончания действия лицензии 31.12.2094 года). Недропользователь – АО «Оренбургнефть».

Ишуевское месторождение открыто в 1979 году бурением поисково-разведочной скважины 44, в которой из отложений турнейского яруса был получен фонтанный приток нефти дебитом 150 м³/сут на 6 мм штуцере. В августе того же года месторождение введено в эксплуатацию.

Промышленная нефтеносность месторождения связана с отложениями окского надгоризонта (пласты О1, О2, О3-1, О3-2, О4), бобриковского горизонта (пласт Б2) и турнейского яруса (пласты Т1 и Т2).

С момента открытия Ишуевского месторождения запасы нефти и растворенного газа подсчитывались неоднократно. На основании данных глубокого разведочного бурения и сейсморазведочных работ объединением «Оренбургнефть» проводились оперативные подсчеты запасов в 1979, 1981, 1982, 1986, 2004, 2011 и 2014 годах с последующим утверждением и принятием на государственный баланс.

В рамках «Оперативного пересчета запасов нефти и растворенного газа Ишуевского месторождения в соответствии с требованиями новой классификации запасов», ООО «СамараНИПИнефть», г. Самара, 2018 год проведена актуализация категорий запасов нефти и растворенного газа, на основе степени геологической изученности и промышленного освоения (согласно методическим рекомендациям по применению классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов, утвержденными Минприроды России от 01.02.2016г. № 3-р), без изменения подсчетных параметров по залежам. Изменения запасов нефти и растворенного газа по пластам произошли за счет перераспределения добычи между категориями А и В1. Суммарные геологические запасы нефти и растворенного газа остались без изменений.

Запасы нефти (геологические / извлекаемые) по состоянию на 01.01.2019 г., в целом по Ишуевскому месторождению (по кат. А+В1+В2) составляют 13 145 / 6 347 тыс. т, в том числе:

- по категории А – 8 455 / 4 663 тыс. т,
- по категории В1 – 3 279 / 1 195 тыс. т,
- по категории В2 – 1 411 / 489 тыс. т,

Запасы (извлекаемые) растворенного газа (по кат. А+В1+В2) – 208 млн. м³, в том числе:

- по категории А – 159 млн. м³,
- по категории В1 – 37 млн. м³,
- по категории В2 – 12 млн. м³.

Всего на разработку Ишуевского нефтяного месторождения было составлено семь проектных документов, утвержденных ЦКР:

1. «Анализ разработки и прогноз технологических показателей разработки по месторождениям ОАО «Оренбургнефть» на период действия лицензионных соглашений», выполнен ЦНИЛ ОАО «Оренбургнефть» в 1999 г., утвержден ЦКР (протокол № 2430 от 07.10.1999 г.). Согласно данному документу технологические показатели разработки утверждены по месторождению в целом, без деления на объекты разработки;

2. «Дополнение к технологической схеме разработки Ишуевского месторождения», выполнен ЗАО «ТННЦ» в 2006 г., утвержден ЦКР Роснедра по УР (протокол № 74 от 02.03.2006 г.);

3. «Дополнение к технологической схеме разработки Ишуевского нефтяного месторождения Оренбургской области», выполнен ООО «ТННЦ» в 2009 г., утвержден Территориальным отделением ЦКР РТ (протокол № 957 от 30.09.2009 г.). Выполнение данной работы было связано с необходимостью уточнения проектных решений по всем пластам / объектам с учетом изменившегося по результатам Пересчета запасов 2008 года представления о геологическом строении залежей месторождения.

4. «Дополнение к технологической схеме разработки Ишуевского нефтяного месторождения Оренбургской области», выполнен ЗАО «ИНКОНКО» в 2012 г., утвержден Удмуртской нефтяной секцией ЦКР Роснедра по УВС (протокол № 768 от 04.12.2012 г.). Выполнение данной работы было связано с необходимостью корректировки стратегии дальнейшей разработки месторождения, с учетом накопленной геолого-промысловой информации и обоснования оптимального с технико-экономической точки зрения варианта разработки, позволяющего обеспечить максимальное вовлечение в разработку остаточных запасов;

5. «Дополнение к технологической схеме разработки Ишуевского нефтяного месторождения Оренбургской области», выполненный в 2013 г. ОАО «ТАНДЕМ» (протокол ЦКР Роснедра № 56-13 от 04.12.2013 г.). Выполнение данной работы было связано с необходимостью корректировки стратегии дальнейшей разработки месторождения, с учетом накопленной геолого-промысловой информации и обоснования оптимального с технико-экономической точки зрения варианта разработки, позволяющего обеспечить максимальное вовлечение в разработку остаточных запасов;

6. «Технологическая схема разработки Ишуевского нефтяного месторождения Оренбургской области», выполненный в 2015 г. ООО «ТННЦ» (протокол ТатНС ЦКР Роснедр по УВС № 229 от 10.12.2015 г.);

7. Действующим проектным документом на разработку месторождения является «Дополнение к технологической схеме разработки Ишуевского нефтяного месторождения Оренбургской области» (протокол заседания ЦКР Роснедр по УВС № 1322 от 26.12.2016 г.). Основные положения и технологические показатели:

- максимальные проектные уровни добычи нефти - 141,1 (2024 г.) тыс. т;
- максимальные проектные уровни добычи жидкости - 458,5 (2064 г.) тыс. т;
- максимальные проектные уровни закачки воды - 176,4 (2058 г.) тыс.м³;
- максимальные проектные уровни добычи растворенного газа 4,53 (2024 г.) млн.м³;
- выделение четырех нефтяных объектов разработки: С_{1t} турнейский ярус, пласт Т₂, С_{1t} турнейский ярус, пласт Т₁, С_{1bb} бобриковский горизонт, пласт Б₂, С_{1ок} окский надгоризонт, пласты О₁+О₂+О₃₋₁+О₃₋₂+О₄;
- общий фонд – 31 скважина, в т. ч. добывающих - 20, нагнетательных – 3, водозаборные – 4, ликвидированных - 4;
- фонд для бурения - 16 скважин, в т. ч. добывающих нефтяных - 15, нагнетательных – 1.

В настоящее время на Ишуевском месторождении для добычи углеводородного сырья используются добывающие скважины, оснащенные насосами ЭЦН. Добываемая продукция со скважин поступает по выкидным линиям на замерную установку АГЗУ-5, где производятся замеры дебитов, после чего пластовая смесь подается под собственным давлением по сходному коллектору на Тананыкскую УПН.

В соответствии с заданием на проектирование и техническим требованиям на проектирование настоящей проектной документацией предусматривается сбор и транспорт продукции со скважины № 443 Ишуевского месторождения. В соответствии с заданием на проектирование добыча нефти предполагается с пласта Т₁.

Проектом предусматривается обустройство площадки добывающей скважины № 443. Проектируемая скважина располагается на отдельной площадке. Строительство трубопровода от скважины диаметром 114 мм и толщиной стенки 6 мм до существующей АГЗУ-5. Проектируемые сооружения относятся к системе сбора Ишуевского месторождения.

В соответствии с заданием на проектирование и техническими требованиями на проектирование проектом предусматривается:

- обустройство добывающей скважины № 443;
- прокладка выкидного трубопровода диаметром 114 мм и толщиной стенки 6 мм от проектируемой добывающей скважины № 443 до существующей АГЗУ-5, протяженностью 9 222,0 м;
- установка скважинной установки дозирования химреагентов СУДР с размещением на площадке скважины № 443;
- установка камеры пуска очистного устройства МКПУ ОУ на трубопроводе скважины с размещением на площадке скважины № 443 со сбором дренажа в дренажную емкость ЕД ($V = 1,5 \text{ м}^3$);
- установка камеры приема очистного устройства МКПР ОУ на трубопроводе скважины с размещением в районе площадки АГЗУ-5 со сбором дренажа дренажную емкость ЕД $V = 1,5 \text{ м}^3$.

Проектируемый выкидной трубопровод от скважины № 443 до существующей АГЗУ-5 отнесен к линейным сооружениям. Режим работы – непрерывный 365 дней в году. Срок эксплуатации проектируемых выкидных трубопроводов – 20 лет.

Продукция скважины № 443 под устьевым давлением, развиваемым погружным электронасосом, по проектируемому выкидному трубопроводу диаметром 114 мм поступает к существующей замерной установке АГЗУ-5. Далее продукция скважины № 443 совместно с продукцией существующих скважин по существующему нефтегазосборному трубопроводу от АГЗУ-5 транспортируется на установку подготовки нефти (УПН) «Тананыкская».

Для трансформации электроэнергии с 6 кВ в 0,4 кВ и распределение ее между потребителями скважины № 443, на скважине проектом предусматривается установка одностранформаторная подстанция «киоскового» типа 1УКТП042В101601П06Т-Ж2М1Н1П1 с масляным трансформатором 160 кВА.

По схеме предусматривается строительство ответвления ВЛ-6 кВ протяженностью 7,785 км от фидера 1006 ПС 35/6 кВ «Ишувевская» к проектируемой площадке скважины № 443 Ишувевского месторождения.

Режим работы трансформаторных подстанций – круглогодичный. КТП являются «основным» источником электроснабжения для электроприемников скважин.

Основными потребителями электроэнергии проектируемых сооружений являются:

- электродвигатели погружных насосов нефтяных скважин;
- нагрузки оборудования КИПиА и связи;
- блок подачи реагента (УБПР).

Воздействия, связанные со строительными работами носят временный характер. Эксплуатационные воздействия будут проявляться в течение периода эксплуатации проектируемого объекта.

На всех этапах **строительства** воздействие заключается в нарушении почвенно-растительного покрова, природных ландшафтов, а также загрязнении атмосферы.

Оказываемое воздействие незначительно и кратковременно, так как ограничено периодом строительства. Кроме того, проектными решениями предусмотрен ряд мероприятий направленных на минимизацию производимого воздействия, на окружающую среду. Предлагаемые мероприятия рассмотрены в соответствующих разделах глав 1 – 9.

Период **эксплуатации** будет длиться несколько десятков лет. Ожидаемое воздействие будет долгосрочным, но его интенсивность будет низкой. На период эксплуатации основное воздействие заключается в загрязнении атмосферы (выбросы загрязняющих веществ от технологического оборудования).

Проектируемые сооружения размещаются на земельных участках, находящихся в пользовании АО «Оренбургнефть». На изымаемых землях нет зданий и сооружений, которые необходимо сносить или переносить в другое место.

Таким образом, проектируемое строительство обусловлено комплексом существующих проблем и имеет целью поддержание производства во всех его аспектах на требуемом уровне. Проектируемое строительство в пределах данного месторождения запроектировано с соблюдением строительных, санитарно-гигиенических, противопожарных норм, что обеспечивает безопасную эксплуатацию проектируемых объектов.

Интегральная оценка влияния проектных намерений выявляет *преимущественно локальный уровень воздействия на экосистемы со слабой степенью опасности объекта для окружающей среды*. Большинство из существующих негативных воздействий на окружающую среду при реализации проектных решений будет смягчено или предотвращено. При реализации проектных решений, в соответствии с предоставленным проектом и строгим соблюдением технологического регламента, значимого воздействия на окружающую среду не ожидается, состояние природных компонентов существенно не изменится и останется в допустимых пределах.

На основании результатов выполненной оценки воздействия на окружающую среду, а также представленных выше характеристик, видов и объектов воздействия проектируемых сооружений на компоненты экосистемы, при условии соблюдения всех предусмотренных данным проектом природоохранных мероприятий существенный и необратимый вред окружающей среде нанесен не будет; экологические последствия оцениваются как незначительные.

В случае возникновения аварийных ситуаций предусмотрен комплекс мероприятий, позволяющий в минимальный срок и полностью ликвидировать негативные последствия аварийных выбросов вредных веществ в природную среду.

Показано, что с точки зрения влияния на безопасность людей проектируемый объект не является потенциально опасным. Предусмотренная система комплексного контроля окружающей среды в процессе эксплуатации объектов Ишуевского месторождения позволит контролировать, прогнозировать и вовремя устранять все негативные техногенные последствия добычи нефти и газа в рассматриваемом районе.

Таким образом, на основании вышеизложенного, следует сделать вывод о возможности и целесообразности эксплуатации предусмотренных проектом объектов нефтедобычи. При этом обязательным условием является безусловное выполнение всего комплекса природоохранных мероприятий и рекомендаций настоящего проекта.

Окончательное решение о допустимости реализации проекта принимается при проведении Государственной экспертизы проектной документации (от 29.12.2004 г. № 190-ФЗ Градостроительный кодекс).

10 СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ДОКУМЕНТОВ

1. Федеральный закон РФ «Об охране окружающей среды», 2002 г. (в ред. от 31.12.2017 N 503-ФЗ, с изм., внесенными Постановлением Конституционного Суда РФ от 05.03.2013 N 5-П).
2. Федеральный закон РФ «Об охране атмосферного воздуха», 1999 г. (в ред. от 13.07.2015 N 233-ФЗ).
3. Водный Кодекс № 74 ФЗ от 03.06.06. (в ред. от 03.07.2016 N 361-ФЗ).
4. Федеральный закон РФ «Об отходах производства и потребления», 1998 г. (в ред. от 31.12.2017 N 503-ФЗ).
5. Постановление Правительства Российской Федерации от 16 февраля 2008 г. N 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» (в редакции от 15.03.2018 N 257 постановления Правительства Российской Федерации).
6. Пособие к СНиП 11-01-95 по разработке раздела проектной документации «Охрана окружающей среды».
7. Земельный кодекс Российской Федерации от 25 октября 2001 г. № 136-ФЗ (в редакции от 31.12.2017 N 507-ФЗ).
8. Закон Российской Федерации от 21 февраля 1992 г. № 2395-1 "О недрах" (ред. от 30.09.2017 N 283-ФЗ)
9. Постановление № 262 от 07.05.2003 г. Об утверждении правил возмещения собственникам земельных участков, землепользователям, землевладельцам и арендаторам земельных участков убытков, причиненных изъятием или временным занятием земельных участков, ограничением прав собственников земельных участков, землевладельцев, землепользователей и арендаторов земельных участков либо ухудшением качества земель в результате деятельности других лиц.
10. Нормами отвода земель для линий связи. СН 461-74.
11. ГОСТ 17.4.3.02-85. Требования к охране плодородного слоя почвы при производстве земляных работ.
12. Письмо Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации (Минприроды России) от 20.02.2018 № 05-12-32/5143 (О предоставлении информации для инженерно-экологических изысканиях).
13. Постановление Правительства РФ от 13 августа 1996 г. N 997 г. Москва «Об утверждении требований по предотвращению гибели объектов животного мира при осуществлении производственных процессов, а также при эксплуатации транспортных магистралей, трубопроводов, линий связи и электропередачи (с изменением от 13 марта 2008 г).
14. Постановление Правительства Оренбургской области № 121-п от 25.02.2015г. «О памятниках природы областного значения Оренбургской области» (в ред. Постановления Правительства Оренбургской области от 24.02.2016 N 124-п).
15. Сводный список особо охраняемых природных территорий (ООПТ) Российской Федерации (в двух частях) (справочник), Москва, 2006 год.
16. Постановление Законодательного Собрания Оренбургской области от 6 октября 1998 года № 118/21-ПЗС «Об утверждении списка вновь выявленных памятников истории и культуры и принятии их на государственный учет и охрану как памятники областного значения».
17. А. Чибилев, Природное наследие Оренбургской области, 1996 г.
18. СП 2.6.1.2612-10. «Основные санитарные правила обеспечения радиационной безопасности (ОСПОРБ-99/2010).
19. СП 2.6.1.2523-09. Нормы радиационной безопасности (НРБ – 99/2009).
20. СанПиН 2.6.1.2800-10 «Гигиенические требования по ограничению облучения населения за счет источников ионизирующего излучения».
21. СанПиН 2.6.1.993-00 «Гигиенические требования к обеспечению радиационной безопасности при заготовке и реализации металлолома».

22. ГОСТ 17.2.3.02-2014. Межгосударственный стандарт. Правила установления допустимых выбросов загрязняющих веществ промышленными предприятиями (введен в действие Приказом Росстандарта от 20.03.2014 № 208-ст)
23. Методы расчетов рассеивания выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферном воздухе, утверждены приказом Минприроды России от 6 июня 2017 года № 273 (зарегистрировано в Министерстве юстиции Российской Федерации 10 августа 2017 года, регистрационный № 47734).
24. ОНД-1-84. Инструкция о порядке рассмотрения, согласования и экспертизы воздухо-охранных мероприятий и выдачи разрешений на выброс загрязняющих веществ в атмосферу по проектным решениям. - М.: Гидрометеиздат, 1984.
25. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03. Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов. М: Минздрав России, 2003 (Новая редакция в соответствии с Постановлением Главного государственного санитарного врача РФ от 25 сентября 2007 г. N 74 "О введении в действие новой редакции санитарно-эпидемиологических правил и нормативов СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 "Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов").
26. Перечень методик, используемых в 2019 году для расчета, нормирования и контроля выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (утвержден Приказом Генерального директора АО «НИИ Атмосфера» № 39 от 21 декабря 2018 года) (письмо Минприроды России № 12-50/01239-ОГ от 13.02.2019 (О перечне методик выбросов)).
27. Перечень и коды веществ, загрязняющих атмосферный воздух. Санкт-Петербург, 2012 г.
28. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух. (Дополненное и переработанное). С-Пб., 2012 г.
29. РД 52.04.52-85. Методические указания. Регулирование выбросов при неблагоприятных метеорологических условиях. Госкомгидромет СССР, 1987.
30. Методика расчета выделений (выбросов) загрязняющих веществ в атмосферу при нанесении лакокрасочных покрытий. НИИ Атмосфера, 2015 год.
31. Методика проведения инвентаризации выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для автотранспортных предприятий. М., 1998.
32. Методика проведения инвентаризации выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для баз дорожной техники (расчетным методом), 1998.
33. Методика расчета выделений (выбросов) загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах (на основе удельных показателей). С-Пб., 2015.
34. Методика расчёта выделений загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок», НИИ АТМОСФЕРА, Санкт-Петербург, 2001 год.
35. СП 30.13330 «СНиП 2.04.01-85* Внутренний водопровод и канализация зданий», М., 2016.
36. СанПиН 2.1.4.1074-01 «Питьевая вода. Гигиенические требования к качеству воды централизованных систем питьевого водоснабжения. Контроль качества. Санитарно-эпидемиологические правила и нормативы».
37. СанПиН 2.1.4.1175-02 «Питьевая вода и водоснабжение населенных мест. Гигиенические требования к качеству воды нецентрализованного водоснабжения. Санитарная охрана источников».
38. Гигиенические требования к охране поверхностных вод. САНИТАРНЫЕ ПРАВИЛА И НОРМЫ СанПиН 2.1.5.980-00.
39. Сборник нормативно-методических документов "Безопасное обращение с отходами" С-Петербург, 1998г.
40. Правила разработки и применения нормативов трудноустраняемых потерь и отходов материалов в строительстве (РДС 82-202-96).
41. Сборник удельных показателей образования отходов производства и потребления. ГК РФ по охране окружающей среды, М., 1999г.
42. РД-07.00-74.20.55-КТН-001-1-05 Удельные нормативы образования отходов производства и потребления при строительстве и эксплуатации производственных объектов ОАО «АК «Транснефть».

43. Федеральный классификационный каталог отходов, Утвержден приказом Федеральной службы по надзору в сфере природопользования от 22.05.2017 № 242.
44. Приказ Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации № 359 от 20.07.2017 «О внесении изменений в Федеральный классификационный каталог отходов, утвержденный приказом Росприроднадзора от 22.05.2017 № 242» (зарегистрировано в Министерстве юстиции Российской Федерации 1 сентября 2017 года, регистрационный № 48070).
45. Приказ Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации № 566 от 28.11.2017 «О внесении изменений в Федеральный классификационный каталог отходов, утвержденный приказом Росприроднадзора от 22.05.2017 № 242» (зарегистрировано в Министерстве юстиции Российской Федерации 24 января 2018 года, регистрационный № 49762).
46. Приказ Росприроднадзора от 13 октября 2015 года № 810 «Об утверждении Перечня среднестатистических значений для компонентного состава и условия образования некоторых отходов, включенных в федеральный классификационный каталог отходов».
47. Письмо Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 2 февраля 2010 г. № 00-07-12/308 «О паспортизации опасных отходов» (Приложение «Дополнение к федеральному классификационному каталогу отходов»).
48. Постановление Правительства Оренбургской области № 12-п от 18.01.2010г «Об утверждении требований по предотвращению гибели объектов животного мира при осуществлении производственных процессов, а также при эксплуатации транспортных магистралей, трубопроводов, линий связи и электропередачи на территории Оренбургской области».
49. Постановление Правительства РФ от 13.09.16 № 913 «О ставках платы за негативное воздействие на окружающую среду и дополнительных коэффициентах».
50. Постановление Правительства РФ от 3 марта 2017г. № 255 «Об исчислении и взимании платы за негативное воздействие на окружающую среду».
51. Постановление Правительства РФ от 29.06.2018г. № 758 «О ставках платы за негативное воздействие на окружающую среду при размещении твердых коммунальных отходов IV класса опасности (малоопасные) и внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации».
52. Письмо Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации (Росприроднадзор) от 21.12.2018г. № ВС-06-02-31/28928 (О применении коэффициента 1,04).
53. Постановление Правительства РФ от 16 февраля 2019г. № 156 «О внесении изменений в ставки платы за негативное воздействие на окружающую среду при размещении твердых коммунальных отходов IV класса опасности (малоопасные)».
54. Пособие по оценке опасности, связанной с возможными авариями при производстве, хранении, использовании и транспортировке больших количеств пожароопасных, взрывоопасных и токсичных веществ. 1992 г.
55. РД 52.04.253 – 90 «Методика прогнозирования масштабов заражения сильнодействующими ядовитыми веществами при авариях (разрушениях) на химически опасных объектах и транспорте».
56. Федеральный закон "О промышленной безопасности опасных производственных объектов" от 21.07.1997 N 116-ФЗ (в ред. от 07.03.2017 N 31-ФЗ).
57. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности (РД 08-624-03)
58. ГОСТ 12.1.010-76. ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.
59. ГОСТ 12.1.004-91. ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.
60. ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Воздух рабочей зоны. Общие санитарно-гигиенические требования.
61. ГОСТ 12.1.007-76*. ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
62. ГОСТ 27.310-95. Надежность в технике. Анализ видов, последствий и критичности отказов. Основные положения.

63. ГОСТ Р 22.0.05-94. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Техногенные чрезвычайные ситуации.
64. НПБ 105-03 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности».
65. Методика определения ущерба окружающей среде при авариях на магистральных нефтепроводах. 1995г.
66. РД 03-496-02. Методические рекомендации по оценке ущерба от аварий на опасных производственных объектах. 2002 г.
67. Временное методическое руководство по оценке экологического риска деятельности нефтебаз и автозаправочных станций. Москва, 1999.
68. Порядок определения размеров ущерба от загрязнения земель химическими веществами (утв. Роскомземом 10 ноября 1993 г. и Минприроды РФ 18 ноября 1993 г.).
69. Методика определения размеров ущерба от деградации почв и земель, утвержденная Минприроды России и Роскомземом в июле 1994 г.
70. Письмо Минприроды РФ от 02.06.2010 № 12-47/8091 «О загрязненных нефтью в результате разгерметизации почв и грунтов, образованных в процессе рекультивации земель».
71. Методикой расчета выбросов от источников горения при разливе нефти и нефтепродуктов, приказ № 90 от 05.03.97.


11 ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение А Задание на проектирование

Приложение № 1 к договору
№ _____


СОГЛАСОВАНО

Главный инженер
ООО «СамараНИПИнефть»


С.В. Кандрушин
« 07 » _____ 2018 г.

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель генерального директора
по развитию производства
ПАО «Оренбургнефть»


А.В. Кудряшов
« 13 » _____ 2018 г.

ЗАДАНИЕ НА ПРОЕКТИРОВАНИЕ № 6025П «Сбор нефти и газа со скважины № 443 Ишуевского месторождения»

1.	Основание для проектирования	Бизнес-план ПАО «Оренбургнефть» 2018-2022 гг. Технические требования на проектирование «Сбор нефти и газа со скважины № 443 Ишуевского месторождения», утвержденные заместителем генерального директора по развитию производства ПАО «Оренбургнефть» Кудряшовым А.В. Отчёт «Дополнение к технологической схеме разработки Ишуевского нефтяного месторождения Оренбургской области», 2016 г.
2.	Вид строительства	Новое строительство
3.	Стадия проектирования	Инженерные изыскания. Проектная документация. Рабочая документация
4.	Срок выполнения работ	Сроки начала и окончания ПИР – в соответствии с календарным планом
5.	Местоположение объекта, здания, сооружения	Оренбургская область, Курманаевский район, Ишуевское месторождение. Схема размещения объектов обустройства месторождения прилагается
6.	Заказчик	ПАО «Оренбургнефть»
7.	Требования к проектировщику	Наличие свидетельств о допуске к производству работ по подготовке ПД, выданных саморегулируемыми организациями. Наличие свидетельств о допуске к работам на особо опасных, технически сложных и уникальных объектах
8.	Потребность в ИИ	Выполнить комплексные ИИ. ИИ выполнить в соответствии с ТЗ на ИИ

«Сбор нефти и газа со скважины № 443 Ишуевского месторождения»

СТРАНИЦА 1 ИЗ 22

		<p>(Приложение 3 к настоящему ЗП).</p> <p>Порядок и требования к выполнению ИИ принять в соответствии с требованиями:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Постановления Правительства РФ от 19.01.2006 № 20 «Об инженерных изысканиях для подготовки проектной документации, строительства, реконструкции объектов капитального строительства». ▪ СП 47.13330. ▪ Положения Компании «Порядок проведения инженерно-геологических изысканий для строительства объектов Компании» № П2-01 Р-0014. ▪ Положения Компании «Порядок проведения инженерно-геодезических изысканий для строительства объектов Компании» № П2-01 Р-0090. ▪ Положения Компании «Порядок проведения инженерно-экологических изысканий для строительства объектов Компании» № П2-01 Р-0149. <p>Выполнение ИИ допускается только на основании согласованной Заказчиком программы работ на ИИ.</p> <p>Защиту сведений, составляющих государственную тайну, при выполнении комплексных инженерных изысканий, осуществлять в соответствии с требованиями «Инструкцией по обеспечению режима секретности РФ» от 05.01.2004г. № 3-1.</p> <p>Сведения, составляющие государственную тайну, подпадающие под действие пунктов 85, 86, 87 «Перечня сведений, подлежащих засекречиванию, Министерства энергетики РФ» утвержденного приказом Минэнерго России от 19.10.2017 г. № 26с, используемые Генподрядчиком (топографические карты масштаба 1:25000; выписка из каталогов пунктов государственных геодезических сетей, государственных нивелирных сетей в государственных системах координат) имеют степень секретности – «секретно».</p> <p>К выполнению работ, связанных с использованием сведений, составляющих государственную тайну, допускать работников, имеющих допуск к государственной тайне по соответствующей форме.</p> <p>Историко-культурные изыскания (выполняются по отдельному договору)</p>
9.	Требования к вариантной проработке и формированию ОИР	Не требуется

10.	Требования к выделению этапов строительства	Не требуется
11.	Основные технические характеристики и экономические показатели объекта проектирования	<p>Основные технические характеристики и экономические показатели объекта проектирования.</p> <p>Проектом предусмотреть обустройство одиночной нефтегазосборной скважины № 443:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ протяжённость выкидного трубопровода 9,3 км; ▪ рабочее давление 4,0 МПа; ▪ тип прокладки подземный; ▪ перекачиваемая среда– нефть+пластовая вода+ попутный нефтяной газ. ▪ Объекты электроснабжения. ВЛ: <ul style="list-style-type: none"> ▪ КТП-6/0,4 кВ; ▪ ВЛ-6 кВ (отпайка); ▪ протяжённость 8,0 км. ▪ Автодороги (вдольтрассовые, подъездные, внутриплощадочные проезды): <ul style="list-style-type: none"> ▪ категория IV-в категории; ▪ протяжённость 8,0 км. <p>Состав проектируемых сооружений уточняется при проектировании</p>
12.	Срок начала и окончания строительства объекта и/или ввода объекта в эксплуатацию	<p>Сроки начала строительства – 2020 г.</p> <p>Сроки окончания строительства – 2021 г.</p> <p>Ввод объекта в эксплуатацию – 2021 г.</p> <p>Срок эксплуатации объекта – В соответствии с Планом капитальных вложений</p>
13.	Особые условия строительства	<ul style="list-style-type: none"> ▪ климатические условия площадки строительства (осадки, температура, снежный покров, сила ветра и др.) – определить проектом по результатам инженерных изысканий; ▪ условия по сейсмичности в соответствии с требованиями СП 14.13330 – определить проектом по результатам инженерных изысканий; ▪ ландшафтные условия (горная местность, суходол, заболоченность – определить проектом по результатам инженерных изысканий); ▪ грунтовые условия площадки строительства (наличие оползневых, многолетнемерзлых, просадочных, карстовых грунтов и т.п.) – определить проектом по результатам инженерных изысканий; ▪ наличие стесненных условий и/или производство

		<p>работ в условиях действующего производства – определить проектом по результатам инженерных изысканий;</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ отсутствие в районе строительства транспортных, энергетических систем и коммуникаций связи – определить проектом по результатам инженерных изысканий; ▪ наличие особо охраняемых природных территорий, санитарно защитных зон скотомогильников, водоохраных зон водных объектов, зон санитарной охраны питьевых водозаборов, памятников истории и культуры, охранных зон ВЛ, магистральных трубопроводов, территорий традиционного природопользования коренных малочисленных народов Севера, Сибири и Дальнего Востока РФ и др. – определить проектом по результатам инженерных изысканий. <p>До выполнения работ получить справку от регионального госоргана охраны объектов культурного наследия об отсутствии/наличии в границах земельного участка объектов культурного наследия включенных в реестр, выявленных объектов культурного наследия или объектов, обладающих признаками объекта культурного наследия, а также охранных/защитных зон объектов культурного наследия. При необходимости выполнить историко-культурную экспертизу земельных участков, подлежащих хозяйственному освоению (историко-культурные изыскания) в соответствии с п.1, 3 ст.36 и п.2 ст. 30 Федерального закона от 25.06.2002 № 73-ФЗ «Об объектах культурного наследия (памятниках истории и культуры) народов Российской Федерации»</p>
14.	Идентификационные признаки проектируемых зданий и сооружений	<p>Идентификационные признаки проектируемых зданий и сооружений принять в соответствии с Федеральным законом от 30.12.2009 № 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений» из следующих параметров:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Назначение – сбор продукции скважин. ▪ Проектируемый объект не принадлежит к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические особенности которых влияют на их безопасность. ▪ Опасные природные процессы и явления техногенных воздействий на территории, на которой будут осуществляться строительство и эксплуатация объекта – определить проектом по результатам инженерных изысканий. ▪ В соответствии с Федеральным законом № 116-ФЗ «Об опасных производственных объектах» проектируемый объект относится к

		<p>категории ОПО.</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ В соответствии со ст. 4 Федерального закона от 30.12.2009 № 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений», ст. 48_1 п.11 Градостроительного кодекса Российской Федерации от 29.12.2004 № 190-ФЗ уровень ответственности проектируемого объекта – нормальный. ▪ Характеристика проектируемых объектов по категориям и классам взрывопожарной и пожарной опасности определить согласно Федеральному закону от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности», ГОСТ 30852.11, ГОСТ 30852.5. ▪ Максимальная автоматизация объекта исключает необходимость постоянного пребывания персонала. <p>Объект будет являться составной частью действующего ОПО: «Система промышленных трубопроводов Ишувского месторождения», класс опасности III, регистрационный номер А49-01497-0332</p>
<p>15.</p>	<p>Особые требования к проектированию</p>	<p>Проект запросов и заявок на получение ТУ на присоединение к инженерным сетям, на пересечение коммуникаций, на проектирование и примыкание автомобильных дорог, не принадлежащих ПАО «НК «Роснефть» выполняется по отдельному договору.</p> <p>В составе ПД указывать:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ расчетные сроки службы и ресурсы проектируемых сооружений; ▪ требования к срокам службы применяемого оборудования и технических устройств. <p>Разработка проекта планировки и проекта межевания территории выполняется по отдельному договору.</p> <p>Выполнить сбор и подготовку ИРД, установленных законодательными и иными нормативными правовыми актами РФ (в том числе техническими и градостроительными регламентами) и которые следует представлять в составе документов, направляемых на государственную экспертизу (помимо документов, указанных в подпункте «б» п. 10 Постановления Правительства РФ от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию»).</p> <p>Обеспечить сопровождение и согласование ПД в органах государственной экспертизы проектов.</p> <p>РД согласовать с владельцами пересекаемых сторонних коммуникаций по выданным ТУ на пересечения.</p> <p>Расчеты технологических процессов выполнять с</p>

		применением сертифицированных программных продуктов
16.	Применение ДТПК	<p>При разработке ПД и РД необходимо руководствоваться следующим перечнем ДТПК:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Методические указания Компании «Свод требований к проектированию объектов наземного обустройства нефтегазовых месторождений» № П1-01.04 М-0010 ▪ Инструкция Компании «Унифицированные требования к составу и содержанию раздела проектной документации: «Требования к обеспечению безопасной эксплуатации объектов капитального строительства» наземной инфраструктуры нефтегазовых месторождений Компании» № П1-01.04 И-00018. ▪ Инструкция Компании «Требования к разработке проектов организации строительства и проектов организации работ по сносу или демонтажу объектов капитального строительства» № П2-01 И-0008. ▪ Методические указания Компании «Инженерная подготовка территории строительства объектов нефтегазовых месторождений» № П1-01.04 М-0087. ▪ Стандарт Компании "Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке промышленных трубопроводов на объектах ОАО «НК «Роснефть» и его дочерних обществ" № П1-01.05 С-0038. ▪ Методические указания Компании «Проектирование технологических трубопроводов» № П1-01.04 М-0078. ▪ Методические указания Компании «Единые технические требования. Задвижки клипсовые» № П1-01.05 М-0082. ▪ Методические указания Компании «Единые технические требования. Клапан запорный стальной» № П4-06 М-0051. ▪ Методические указания Компании «Единые технические требования. Клапан регулирующий» № П4-06 М-0063. ▪ Методические указания Компании «Единые технические требования. Клапаны и затворы обратные» № П4-06 М-0117. ▪ Методические указания Компании «Единые технические требования. Комплексные трансформаторные подстанции (КТП) 6(10)/0,4 кВ (с НКУ, без НКУ)» № П4-06 М-0087. ▪ Методические указания Компании «Единые технические требования. Устьевое оборудование добывающих и нагнетательных скважин» № П4-06 М-0045. ▪ Методические указания Компании. «Единые технические требования. Камеры пуска и приема внутритрубных поточных средств очистки и

«Сбор нефти и газа со скважины № 443 Ишувского месторождения»

СТРАНИЦА 6 ИЗ 22

		<p>диагностики» № П1-01.05 М-0094.</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Методические указания Компании «Основные принципы проектирования и выбора оборудования распределительных электрических сетей 0,4-110 кВ на производственных объектах Компании» № П2-04 М-0084. ▪ Методические указания Компании «Проектирование автомобильных дорог на месторождениях Компании» № П1-01.03 М-0116. ▪ Методические указания Компании «Единые технические требования. Емкость подземная (с подогревом /без подогрева)» № П4-06 М-0007 ▪ Паспорт документации типового проектирования Компании «Типовые технические решения. Типовые проектные решения. Обустройство одиночной добывающей скважины» № П1-01.04 ПДТП-0014. ▪ Паспорт документации типового проектирования Компании «Типовые технические решения. Типовые проектные решения. Сооружения трубопроводов» № П1-01.04 ПДТП-0037. ▪ Паспорт документации типового проектирования Компании «Типовые проектные решения. Камеры пуска и приёма внутритрубных поточных средств очистки и диагностики» № П1-01.04 ПДТП-0039. ▪ Паспорт документации типового проектирования Компании «Типовые проектные решения. Емкость подземная (с подогревом/без подогрева, с насосом/без насоса)» № П1-01.04 ПДТП-0003. ▪ Методические указания Компании «Единые технические требования. Установка дозированной подачи химреагентов» № П4-06 М-0008. ▪ Паспорт документации типового проектирования Компании «Типовые технические решения. Технологические эстакады» № П1-01.04 ПДТП-0012. ▪ Паспорт документации типового проектирования Компании «Типовые проектные решения. Элементы и узлы свайных фундаментов» № П1-01.04 ПДТП-0001. ▪ Паспорт документации типового проектирования Компании «Типовые проектные решения. Площадки обслуживания, ограждение площадок» № П1-01.04 ПДТП-0005. ▪ Паспорт документации типового проектирования Компании «Типовые проектные решения. Ограждение узлов запорной арматуры» № П1-01.04 ПДТП-0008. ▪ Паспорт документации типового проектирования Компании «Типовые технические решения. Устройство водопропускных труб на автомобильных дорогах» № П1-01.04 ПДТП-0020. ▪ Инструкция Компании «Основные принципы проектирования кабельных линий 0,4-110 кВ, выбор силовых и контрольных кабелей на
--	--	---

		<p>производственных объектах Компании» № П2-04 И-04583.</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Паспорт документации типового проектирования Компании «Типовые проектные решения. Эстакады (кабельные)» № П1-01.04 ПДТП-0004. ▪ Паспорт документации типового проектирования Компании «Типовые проектные решения. Проекторные мачты» № П1-01.04 ПДТП-0016
<p>17.</p>	<p>Требования к инженерно-техническим решениям (в т.ч. системам электроснабжения, водоснабжения, водоотведения, теплоснабжения, вентиляции, кондиционирования, газоснабжения, автоматизации, связи)</p>	<p>Инженерно-технические решения разработать в соответствии с ТТП, ТУ и согласовать с эксплуатирующими организациями, утвердившими ТУ.</p> <p>СИСТЕМА ВОДОСНАБЖЕНИЯ</p> <p>Не требуется.</p> <p>СИСТЕМА ВОДООТВЕДЕНИЯ</p> <p>Разработать раздел «Система водоотведение».</p> <p>Проектирование объектов системы водоотведения выполнить на основании требований законодательных, нормативно-правовых актов, требований отраслевых и ведомственных документов:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Федерального закона от 07.12.2011 № 416-ФЗ «О водоснабжении и водоотведении». ▪ СП 32.13330. ▪ СП 30.13330, <p>и в соответствии с ТТП и ИД (ТУ), приложенным к ЗП.</p> <p>Размещение наружных сетей водопровода и канализации под зданиями и сооружениями не допускать, за исключением строительства зданий и сооружений на свайных основаниях на ММГ.</p> <p>ОТОПЛЕНИЕ, ВЕНТИЛЯЦИЯ, КОНДИЦИОНИРОВАНИЕ ВОЗДУХА. ТЕПЛОВЫЕ СЕТИ</p> <p>Не требуется.</p> <p>ГАЗОСНАБЖЕНИЕ</p> <p>Не требуется.</p> <p>АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ</p> <p>При проектировании систем автоматизации технологических процессов руководствоваться действующими законодательными актами, нормативной документацией РФ, а также ЛНД Компании:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ ГОСТ 21.208-2013 СПДС «Автоматизация технологических процессов. Обозначения условные приборов и средств автоматизации в

		<p>схемах»;</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ ГОСТ 21.408-2013 СПДС «Правила выполнения рабочей документации автоматизации технологических процессов». ▪ ГОСТ 24.104-2006 ЕСКД «Основные надписи». ▪ Стандартом Компании «Построение комплексной информационно-управляющей системы (КИУС) нефтегазодобывающего дочернего общества» № ПЗ-04 С-0001. ▪ Положением Компании «Автоматизированные системы управления технологическими процессами нефтегазодобычи. Требования к функциональным характеристикам» № ПЗ-04 С-0038. ▪ ПУЭ «правила устройства электроустановок». <p>и в соответствии с ТП и ТУ, приложенным к ЗП.</p> <p>Проектом предусмотреть вывод информации от проектируемых объектов на АРМ оператора ЦДНГ-2 (АБК Тананыкского месторождения).</p> <p>Подключение проектируемых объектов предусмотреть:</p> <p>Систему телемеханики – АСУ ТП «Регион 4.0».</p> <p>Передачу информации на верхний уровень со скважины выполнить в соответствии с ТУ, приложенным к ЗП.</p> <p>Все электрические и электронные средства систем автоматизации, размещаемые во взрывоопасных зонах технологических объектов, должны применяться только во взрывозащищенном исполнении и иметь уровень взрывозащиты, отвечающий требованиям, ТР ТС 012.</p> <p>Приборы и средства автоматизации, устанавливаемые на открытых площадках, должны иметь соответствующее климатическое исполнение в соответствии с ГОСТ 15150. Для приборов, не имеющих низкотемпературного исполнения, предусмотреть термочехлы для обогрева.</p> <p>Предусмотреть систему заземления приборов и средств автоматизации в соответствии с ПУЭ.</p> <p>Выполнить проектирование комплекса технических средств автоматизации технологических процессов в составе следующих систем:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ система передачи данных и управления; ▪ система телемеханики, <p>Основные решения по автоматизации, структурную схему КТС согласовать с Заказчиком на этапе проведения внутренней экспертизы проекта</p>
--	--	--

	<p>Разработать в составе проекта раздел «Автоматизация технологических процессов» (автоматизация комплексная, далее система).</p> <p>Функциональные характеристики проектируемой системы и уровень автоматизации технологических процессов принять по классу 2 в соответствии с Положением Компании «Автоматизированная система управления технологическими процессами нефтегазодобычи. Требования к функциональным характеристикам» № ПЗ-04 С-0038.</p> <p>Предусмотреть интеграцию проектируемой системы автоматизированного управления и безопасности технологического объекта.</p> <p>Предусмотреть интеграцию проектируемой системы с системами вышестоящего уровня.</p> <p>РД на систему выполнить в соответствии с требованиями Градостроительного Кодекса Российской Федерации от 29.12.2004 № 190-ФЗ, ГОСТ Р 21.1101, ГОСТ 21.408 в объеме разделов согласно п.6.10 Положения Компании «Автоматизированная система управления технологическими процессами нефтегазодобычи. Требования к функциональным характеристикам» № ПЗ-04 С-0038.</p> <p>Функциональные схемы автоматизации выполнить развернутым способом в соответствии с ГОСТ 21.208, ГОСТ 21.408, при котором на схеме изображают состав и место расположения технических средств автоматизации каждого контура контроля и управления.</p> <p>СЛАБОТОЧНЫЕ СИСТЕМЫ И СЕТИ СВЯЗИ</p> <p>Провести анализ существующих технических средств, линий и сооружений связи в районе строительства объекта.</p> <p>Выполнить проработку системно-сетевых решений по обеспечению взаимной увязки проектируемых средств, линий и сооружений связи с существующими сетями.</p> <p>Предложения в области связи и технические характеристики оборудования согласовать с Заказчиком.</p> <p>ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЕ</p> <p>Разработать раздел «Система электроснабжения».</p> <p>Электроснабжение скважины № 443 предусмотреть от проектируемой КТП-6/0,4 кВ, ВЛ-6 кВ (отпайка) от ВЛ-6 кВ (в районе опоры № 102), фидер № 1006, ПС 35/6 кВ «Ишуевская».</p> <p>Номенклатуру и технические характеристики энергетического оборудования, используемого в ПД,</p>
--	---

		<p>согласовать с Заказчиком.</p> <p>Предусмотреть защитное заземление для защиты от поражения электрическим током, прямых ударов молнии, статического электричества в соответствии с ПУЭ.</p> <p>Проектом предусмотреть технический учет электроэнергии</p>
18.	Обеспечение единства измерений и контроль качества продукции	<p>При проектировании объектов должны применяться СИ отечественного или иностранного производства утвержденного типа, имеющие действующие свидетельства (сертификат) об утверждении типа, описание типа к нему и внесенные в Государственный реестр СИ</p>
19.	Требования к технологии, режиму предприятия и основному оборудованию	<p>Режим работы предприятия круглосуточный, круглогодичный.</p> <p>Разработать технологические и технические решения, ведущие к снижению капиталовложений и эксплуатационных затрат.</p> <p>Предусмотреть требования о технологических решениях, направленных на предотвращение (сокращение) выбросов и сбросов загрязняющих веществ в окружающую среду, использование малоотходных технологий и экологически эффективных методов обращения с отходами производства и потребления и обеспечивающих соблюдение нормативов допустимого воздействия на окружающую среду.</p> <p>Предусмотреть использование малоотходных, энергосберегающих, экологически чистых технологий.</p> <p>Выполнить расчеты на прочность, деформативность, устойчивость, толщины стенки, скорости коррозии и срока службы трубопровода. Расчеты оформить и хранить в архиве.</p> <p>Предусмотреть применение оборудования, запорно-регулирующей арматуры, изоляционных покрытий и соединительных деталей трубопроводов, сертифицированных в установленном порядке в соответствии Федеральным законом от 27.12.2002 № 184-ФЗ «О техническом регулировании».</p> <p>Антикоррозионную защиту емкостного технологического оборудования выполнить в соответствии с требованиями Технологической инструкции Компании «Антикоррозионная защита емкостного технологического оборудования» № П2-05.02 ТИ-0002.</p> <p>Технологические процессы производства должны быть максимально автоматизированы с учетом требований Положения Компании</p>

		<p>«Автоматизированные системы управления технологическими процессами нефтегазодобычи. Требования к функциональным характеристикам» № ПЗ-04 С-0038.</p> <p>Предусмотреть применение энергосберегающих технологий, оборудования и материалов.</p> <p>Технические решения должны учитывать возможность максимального применения отечественного оборудования и материалов и привлечения Российских подрядных организаций</p>
20.	Требования к архитектурным, объемно-планировочным и конструктивным решениям	<p>Разработать разделы «Архитектурные решения», «Конструктивные и объемно-планировочные решения» в соответствии с ТП.</p> <p>Окраску объектов выполнить в соответствии с требованиями Методических указаний Компании «Применение фирменного стиля ПАО «НК «Роснефть» при оформлении производственных объектов в дочерних обществах ПАО «НК «Роснефть» блока Upstream и производственного сервисного блока» № ПЗ-01.04 М-0006 и Методических указаний Компании «Руководство по использованию фирменного стиля ПАО «НК «Роснефть» в делопроизводстве» № ПЗ-01.04 М-0004.</p> <p>Антикоррозионную защиту металлических конструкций выполнить в соответствии с требованиями Технологической инструкции Компании «Антикоррозионная защита металлических конструкций на объектах нефтегазодобычи, нефтегазопереработки и нефтепродуктообеспечения Компании» № ПЗ-05 ТИ-0002</p>
21.	Требования и условия к разработке природоохранных мероприятий	<p>Разработать в соответствии с действующей НД РФ и ЛНД Компании, практическим пособием «Охрана окружающей природной среды», Приказа Госкомэкологии РФ от 16.05.2000 № 372 «Об утверждении Положения об оценке воздействия намечаемой хозяйственной и иной деятельности на окружающую среду в Российской Федерации», ГОСТ 56063, ГОСТ Р 56059, ТТ на проектирование (приложение к настоящему ЗП):</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Раздел «Мероприятия по охране окружающей среды»; ▪ Том «Оценка воздействия на окружающую среду»; ▪ Том «Расчёт ущерба рыбному хозяйству» (при наличии воздействия на водные объекты и их поймы). Разработанную документацию согласовать с федеральным органом исполнительной власти в области рыболовства в порядке, установленном Правительством РФ (ст. 50 Федерального закона от 20.12.2004

		<p>№ 166-ФЗ «О рыболовстве и сохранении водных биологических ресурсов»);</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Том «Проект рекультивации нарушенных земельных участков и почвенного покрова» разработать в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 10.07.2018 г. № 800
22.	Требования энергетической эффективности, оснащённости зданий, строений и сооружений приборами учета используемых энергетических ресурсов	<p>Разработать раздел «Мероприятия по обеспечению соблюдения требований энергетической эффективности и требований оснащённости зданий, строений и сооружений приборами учета используемых энергетических ресурсов», с отражением в проекте итоговых первичных сведений по проектируемому объекту в формате приложений к ГОСТ Р 51379.</p> <p>Разработку раздела выполнить согласно требованиям Федерального закона от 23.11.2009 № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации».</p> <p>Предусмотреть учет энергозатрат на собственные нужды предприятия.</p> <p>Предусмотреть применение энергоэффективных технологий, оборудования и материалов</p>
23.	Требования по разработке инженерно-технических мероприятий по гражданской обороне и предупреждению чрезвычайных ситуаций	<p>Раздел «Перечень мероприятий по гражданской обороне. Мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций» разработать в соответствии с законодательными и нормативно-правовыми актами РФ, нормами и правилами в области гражданской обороны, защиты населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера в соответствии с ИД, выданными территориальным управлением МЧС РФ.</p> <p>В разделе привести Мероприятия по ликвидации возможных аварий при строительстве и эксплуатации объекта.</p> <p>Привести классификацию объектов на классы в соответствии с СП 132.13330 в зависимости от вида и размеров ущерба, который может быть нанесен объекту, находящимся на объекте людям и имуществу в случае реализации террористических угроз</p>
24.	Требования по обеспечению пожарной безопасности, ПС, АСПТ	<p>Проект разработать в соответствии с действующей нормативной документацией РФ, в том числе: Федеральным законом от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности», а также других действующих нормативных документов, содержащих требования пожарной безопасности федерального, регионального и отраслевого уровня, включая ЛНД Компании:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Положение Компании «Организация пожарной

		<p>охраны на объектах Компании» № ПЗ-05 С-0119;</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Методические указания Компании «Оснащение средствами пожаротушения, пожарной техникой и другими ресурсами для целей пожаротушения объектов Компании» № ПЗ-05 М-0072. <p>Разработать раздел «Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности» в соответствии с ТПП.</p> <p>ПС и АСПТ разработать в соответствии с ТПП</p>
25.	Требования по промышленной безопасности, охране и гигиене труда	<p>В составе раздела ПД «Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений» разработать главы «Промышленная безопасность» и «Охрана труда и санитарно-гигиенические требования» в соответствии с ТПП.</p> <p>Определить безопасный срок эксплуатации проектируемых сооружений, применяемого оборудования и технических устройств в соответствии с законодательством, действующими законодательными актами, нормативно правовыми документами РФ</p>
26.	Требования по обеспечению безопасности объекта	Не требуется
27.	Требования к организации строительства и работ по сносу или демонтажу объектов капитального строительства	<p>Разработать разделы «Проект организации строительства» в соответствии с Инструкцией Компании «Требования к разработке проектов организации строительства и проектов организации работ по сносу или демонтажу объектов капитального строительства» № ПЗ-01 И-0008.</p> <p>В составе ПОС указать способ подключения строительной площадки к источнику электроэнергии на время строительства.</p> <p>При разработке ПОС необходимо выделить этапы организации строительства. При выполнении раздела ПОС необходимо определить продолжительность строительства каждого этапа и выполнить разбивку календарного плана согласно этапов строительства</p>
28.	Требования к разработке сметной документации	<p>Сметную документацию разработать на основании требований приведенных в составе приложения 1 «ИД для разработки сметной документации в составе проектной и рабочей документации» настоящего ЗП.</p> <p>При разработке сметной документации использовать минимальные из нескольких вариантов расценок по основным (ценообразующим) видам работ</p>

29.	Порядок и требования к формированию перечня оборудования и материалов	<p>На всех этапах проектирования формировать перечень оборудования и материалов по следующей схеме:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Используя данные о имеющихся СВЗ/НВЛ Заказчика (см. раздел 30 настоящего ЗП). 2. Используя действующие преискурантные договора на поставку МТР (см. раздел 31 настоящего ЗП). 3. Используя утверждённую ТЗД (в соответствии с перечнем ДТПК, приведенном в разделе 16 настоящего ЗП). 4. Используя данные о рыночной цене МТР, не учтенных СВЗ/НВЛ/преискурантными договорами. <p>Оборудование, приведенное в перечне, и его технические характеристики подлежат обоснованию в ПД.</p> <p>При выборе оборудования и материалов должны учитываться:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ соответствие действующим стандартам в области нефтегазодобычи; ▪ качественные показатели оборудования и материалов; ▪ требования обязательной сертификации; ▪ простота эксплуатации и ремонта, наличие положительного опыта эксплуатации. <p>При прочих равных условиях преимущество по включению в перечень оборудования и материалов должны иметь оборудование и материалы, выпускаемые отечественными производителями.</p> <p>При выборе оборудования и материалов:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ исключить дополнительные и необоснованные требования, приводящие к увеличению их стоимости, а также требования, ограничивающие конкуренцию производителей; ▪ минимизировать вариативность применяемого оборудования и материалов
30.	Применение СВЗ и НВЛ	Не требуется
31.	Применение преискурантных договоров	Не требуется
32.	Требования по формированию и выдаче документации для закупочных процедур	<p>Документация для закупочных процедур формируется в соответствии с Методическими указаниями Компании «Порядок разработки опросных листов и технических требований на оборудование для объектов обустройства нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений компании»</p>

		<p>№ П1-01.04 М-0016.</p> <p>Предоставить спецификации, ТТ и ОЛ (в составе ПД – предварительные, в составе РД – окончательные) на основное технологическое оборудование длительного срока изготовления без указания конкретных производителей оборудования.</p> <p>В составе РД отдельной книгой собрать ССО. В ССО поставки Заказчика должно быть разделение на «Материалы» и «Оборудование».</p> <p>Оформить отдельной книгой сборник ОЛ и ТТ и задания заводам-изготовителям.</p> <p>Обеспечить применение кодировки материалов и оборудования по номенклатурным справочникам (ЕТТ)</p>
33.	Требования по применению новых технологий	<p>При разработке ПД учесть применение в конструкциях качественно новых и эффективных материалов, оборудования, технологий, и решений используемых в области капитального строительства, с приведением технико-экономического обоснования.</p> <p>Решения не должны приниматься в ущерб надежности, безопасности и долговечности проектируемых объектов.</p> <p>Требования к процессу организации внедрения испытанной новой техники и технологии устанавливаются в соответствии с Положением Компании «Об организации работы научно-технического совета ПАО «НК «Роснефть» № П4-02 Р-0005.</p> <p>В рамках импортозамещения предпочтение к применению технологии отечественного производства</p>
34.	Материалы, предоставляемые Заказчиком	<p>Для выполнения ПИР к настоящему ЗП приложены отдельными приложениями следующие ИД:</p> <p>Приложение 1 (отдельными файлами):</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ установленные (ключевые) ИД, ИРД для разработки проектной продукции; ▪ ИД для разработки ПОС, проекта организации работ по сносу или демонтажу объектов капитального строительства; ▪ ИД для разработки сметной документации в составе проектной и рабочей документации. <p>Приложение 2 – ТП.</p> <p>Приложение 3 – ТЗ на ИИ.</p> <p>Приложение 4 – ТУ на электроснабжение</p> <p>Приложение 5 – ТУ на водоснабжение, водоотведение.</p> <p>Приложение 6 – Типовые ТУ к проектируемым проездам на производственные объекты, принадлежащие</p>

		<p>ПАО «Оренбургнефть» и на примыкания проектируемых проездов к существующей транспортной сети</p>
35.	Состав демонстрационных материалов	<p>Выполнить защиту ПД у Заказчика в рамках НТС. Результат защиты закрепить Протоколом.</p> <p>Представить материалы для защиты проектных решений в форме презентации, включая:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Эскизы, схемы и графики планировочных, компоновочных решений и технико-экономических показателей с текстовым описанием принятых решений; ▪ Генеральный план проектируемого объекта; ▪ Схему обустройства месторождения, с выделением географического размещения проектируемого объекта с приложением физических объемов обустройства, наименований объектов СМР; ▪ Решения по организации строительства (сведения по этапам выполнения СМР и их составу); ▪ Технологическую схему совмещенную со схемой автоматизации, а также описание выбранных способов организации связи и передачи данных от проектируемых объектов; ▪ Схемы переходов проектируемыми коммуникациями естественных и искусственных преград с текстовым описанием и обоснованием принятых решений; ▪ В случае если объект является предметом экологической экспертизы подготовить демонстрационные материалы для проведения общественных обсуждений материалов ОВОС. <p>Предоставить оценку эффекта от применения ДТПК (оценку выполнить в соответствии с действующими Корпоративными процедурами) в части снижения стоимости МТР и СМР</p>
36.	Требования к составу и оформлению проектной и рабочей документации	<p>ПД разработать в соответствии с действующими законодательными актами, нормативными документами РФ, ЛНД Компании в области капитального строительства, в том числе в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию».</p> <p>Разработать РД в соответствии с государственными стандартами системы ПД для строительства, в том числе ГОСТ Р 21.1101.</p> <p>В составе каждого разрабатываемого раздела ПД следует представлять перечень нормативных</p>

		<p>документов, которыми руководствовались при его разработке.</p> <p>Оформление ПД и РД должно осуществляться в соответствии с требованиями законодательства РФ и ЛНД Компании в области капитального строительства:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Принципы классификации Компании «Система идентификации проектных документов» № П2-01 ПК-0003. ▪ Принципы классификации Компании «Система идентификации объектов инфраструктуры нефтегазодобычи и разрабатываемых на их строительство проектов» № П2-01 ПК-0004. ▪ Методические указания Компании «Требования к предоставлению информации при передаче проектных документов» № П3-04 М-0019
37.	Порядок сдачи работ	<p>После получения положительного заключения государственной экспертизы выдать откорректированную по замечаниям экспертизы:</p> <p>ИИ: 2 экземпляра на бумажном носителе, 1 экземпляр на электронном носителе; ПД: 4 экземпляра на бумажном носителе, 1 экземпляр на электронном носителе. РД: 4 экземпляра на бумажном носителе, 1 экземпляр на электронном носителе.</p> <p>Генпроектировщик передаст проектно-сметную документацию Заказчику по накладной по месту нахождения Заказчика.</p> <p>Один экземпляр проектной продукции выпустить в электронном формате в соответствии с приказом Министерства строительства и ЖКХ РФ от 12.05.2017 №783/пр «Об утверждении требований к формату электронных документов, представляемых для проведения государственной экспертизы проектной документации и (или) результатов инженерных изысканий и проверки достоверности определения сметной стоимости строительства, реконструкции, капитального ремонта объектов капитального строительства»</p>
38.	Требования к передаче готовых материалов на электронных носителях	<p>Текстовые документы предоставить в оригинальных форматах (MS Office 2010) и в не редактируемом формате PDF (Acrobat Reader).</p> <p>Сметную документацию предоставить в редактируемом формате MS Excel, не редактируемом формате PDF (Acrobat Reader) и универсальном формате XML для возможности прочтения программой «Гранд-смета».</p> <p>Чертежи предоставить в формате DWG (AutoCAD) и в не редактируемом формате PDF (Acrobat Reader).</p>

		<p>Сборники спецификаций оборудования, изделий и материалов, ресурсные ведомости, ведомости объемов работ предоставить в формате (MS Excel 2010) и в не редактируемом формате PDF (Acrobat Reader).</p> <p>Электронная версия комплекта документации, предоставляемая на CD-R диске (дисках), должна передаваться сопроводительным документом с подтверждением отсутствия на диске (дисках) вирусов по результатам проверки специализированного антивирусного ПО. Указать наименование примененного специализированного антивирусного ПО.</p> <p>Электронная версия комплекта документации передается на CD-R диске (дисках), изготовленных разработчиком документации (оригинал-диск). Допускается использовать носители формата CD-RW, DVD-R, DVD-RW.</p> <p>На лицевой поверхности диска должна быть нанесена печатным способом маркировка с указанием: наименования ПД (и РД) документации, Заказчика, проектировщика, даты изготовления электронной версии, порядкового номера диска. Диск должен быть упакован в пластиковый бокс, на лицевой поверхности которого также делается аналогичная маркировка.</p> <p>В корневом каталоге диска должен находиться текстовый файл содержания с гиперссылками на разделы комплектов документации.</p> <p>Состав и содержание диска должны соответствовать комплекту документации. Каждый физический раздел комплекта (том, книга, альбом чертежей и т.п.) должен быть представлен в отдельном каталоге диска файлом (группой файлов) электронного документа. Название каталога должно соответствовать названию раздела.</p> <p>Файлы должны нормально открываться в режиме просмотра средствами операционной системы Windows 2000/XP/Vista/7/8/10.</p> <p>В корневом каталоге диска должен находиться текстовый файл содержания с гиперссылками на разделы комплектов документации</p>
39.	Перечень согласований с государственными надзорными органами	<p>Обеспечить соответствие приведенных в ПД технических решений требованиям актуальной нормативной документации, законодательных и нормативных правовых актов РФ, действующих на дату окончания проектирования и передачу документации на государственные экспертизы.</p> <p>Обеспечить участие в сопровождении и технической поддержке при проведении государственной экспертизы в совместно с Заказчиком, в соответствии с Положением об организации и проведении</p>

		<p>государственной экспертизы проектной документации и результатов инженерных изысканий, утвержденным постановлением Правительства РФ от 05.03.2007 № 145.</p> <p>Проектировщик на основании выданной доверенности выступает от имени Заказчика при обращении в органы Государственной экспертизы, с заявлением о проведении Государственной экспертизы объекта с правом заключения, изменения, исполнения, расторжения договора на проведение государственной экспертизы, а также предоставления необходимых документов, расчетов, пояснений.</p> <p>В случае получения отрицательного заключения экспертизы ПД и результатов ИИ, по итогам прохождения Государственной экспертизы, вследствие допущенных Исполнителем (разработчиком ПД, ИИ) недостатков, Исполнитель безвозмездно и в сроки, согласованные Заказчиком, устраняет все выявленные недостатки, при этом повторное прохождение Государственной экспертизы проводится силами и за счёт Исполнителя.</p> <p>В случае необходимости обеспечить, совместно с Заказчиком, получение положительного экспертного заключения Государственной экологической экспертизы, в соответствии со ст.10 Федерального закона от 23.11.1995 № 174-ФЗ «Об экологической экспертизе».</p> <p>В случае необходимости обеспечить, совместно с Заказчиком, получение положительного заключения экспертизы промышленной безопасности, в соответствии с Федеральным законом от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».</p> <p>В случае необходимости обеспечить, совместно с Заказчиком, получение положительного заключения метрологической экспертизы, в соответствии со ст.14 Федерального закона от 26.06.2008 № 102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений».</p> <p>В случае необходимости обеспечить, совместно с Заказчиком, получение положительного заключения историко-культурной экспертизы земельных участков, в соответствии с Федеральным законом от 25.06.2002 № 73-ФЗ «Об объектах культурного наследия (памятниках истории и культуры) народов Российской Федерации».</p> <p>Перечень дополнительных согласований и экспертиз в государственных региональных органах:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Территориальное управление Федерального агентства водных ресурсов (ст.28 Водного кодекса Российской Федерации от 03.06.2006 № 74-ФЗ). ▪ Территориальное управление Федерального агентства по рыболовству
--	--	---




ПРИЛОЖЕНИЯ:

Таблица 1

Перечень Приложений к ЗП

НОМЕР ПРИЛОЖЕНИЯ	НАИМЕНОВАНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ	ПРИМЕЧАНИЕ
1	2	3
1	Отчёт «Дополнение к технологической схеме разработки Ишуевского нефтяного месторождения Оренбургской области», 2016 г. Акт ППО; Предварительная схема площадок и трасс; Схема сбора нефти Ишуевского месторождения; ИД для разработки ПОС, проекта организации работ по сносу или демонтажу объектов капитального строительства; ИД для разработки сметной документации в составе проектной и рабочей документации	Приложено отдельным файлом в формате PDF
2	ТТ на проектирование	Приложено отдельным файлом в формате PDF
3	ТЗ на ИИ	Приложено отдельным файлом в формате PDF
4	ТУ на электроснабжение	Приложено отдельным файлом в формате PDF
5	ТУ на водоснабжение, водоотведение	Приложено отдельным файлом в формате PDF
6	Типовые ТУ к проектируемым проездам на производственные объекты, принадлежащие ПАО «Оренбургнефть» и на примыкания проектируемых проездов к существующей транспортной сети	Приложено отдельным файлом в формате PDF

СОГЛАСОВАНО:

<p>Начальник управления наземных сооружений ПАО «Оренбургнефть» Мишин Н.Н.</p>	<p> (подпись) «__» _____ 20__ г.</p>
<p>Начальник отдела планирования и организации проектных работ ПАО «Оренбургнефть» Ефимова С.А.</p>	<p> (подпись) «13» 11 2018 г.</p>
<p>Начальник отдела планирования обустройства ПАО «Оренбургнефть» Данилов С.А.</p>	<p> (подпись) «__» _____ 20__ г.</p>
<p>Ответственный за ДТЭК ООО «СамараНИПИнефть» Начальник бюро ГИП ООО «СамараНИПИнефть» Онищенко А.И.</p>	<p> (подпись) «01» ноября 2018 г.</p>
<p>Главный инженер проекта ООО «СамараНИПИнефть» Новиков В.В.</p>	<p> (подпись) «__» _____ 20__ г.</p>

Приложение Б Лицензии на право пользования недрами



Департамент по недропользованию по Приволжскому федеральному округу
(наименование органа, выдавшего лицензию)

ЛИЦЕНЗИЯ
на пользование недрами

О Р Б

0 3 2 7 6

Н Э

серия

номер

вид лицензии

Выдана Акционерному обществу
(субъект предпринимательской деятельности, получивший
"Оренбургнефть"
данную лицензию)

в лице Генерального директора
(ф.и.о. лица, представляющего субъект предпринимательской деятельности)
Худякова Дениса Леонидовича

с целевым назначением и видами работ для разведки и добычи
полезных ископаемых

Участок недр расположен в Курманаевском районе Оренбургской области
(наименование населенного пункта,
и Алексеевском районе Самарской области
района, области, края, республики)

Описание границ участка недр, координаты угловых точек, копии
топопланов, разрезов и др. приводятся в приложении № 3

Участок недр имеет статус горного отвода (№ прилож.)
(геологического или горного отвода)

Дата окончания действия лицензии 31 декабря 2094 года
(число, месяц, год)

Место штампа государственной регистрации

Департамент по недропользованию
по Приволжскому федеральному округу
Отдел геологии и лицензирования
по Оренбургской области

ЗАРЕГИСТРИРОВАНО
«15» апреля 2019 г.
№ 3458
Еду Ермакова Анна
подпись уполномоченного лица (№ 11828)
Владимировна

Неотъемлемыми составными частями настоящей лицензии являются следующие документы (приложения):

1. Условия пользования недрами, на 6 л.;
2. Копия решения, являющегося основанием предоставления лицензии, принятого в соответствии со статьей 10¹ Закона Российской Федерации «О недрах» на 1 л.;
3. Схема расположения участка недр на 2 л.;
4. Копия свидетельства о государственной регистрации юридического лица на 2 л.;
5. Копия свидетельства о постановке пользователя недр на налоговый учет на 2 л.;
6. Документ на 2 л., содержащий сведения об участке недр, отражающие местоположение участка недр в административно-территориальном отношении с указанием границ особо охраняемых природных территорий, а также участков ограниченного и запрещенного землепользования с отражением их на схеме расположения участка недр; геологическую характеристику участка недр с указанием наличия месторождений (залежей) полезных ископаемых и запасов (ресурсов) по ним; обзор работ, проведенных ранее на участке недр, наличие на участке недр горных выработок, скважин и иных объектов, которые могут быть использованы при работе на этом участке; сведения о добытых полезных ископаемых за период пользования участком недр (если ранее производилась добыча полезных ископаемых); наличие других пользователей недр в границах данного участка недр;
7. Перечисление предыдущих пользователей данным участком недр (если ранее участок недр находился в пользовании) с указанием оснований, сроков предоставления (перехода права) участка недр в пользование и прекращения действия лицензии на пользование этим участком недр (указывается при переоформлении лицензии), на 1 л.;
8. Краткая справка о пользователе недр, содержащая: юридический адрес пользователя недр, банковские реквизиты, контактные телефоны, на 1 л.;
9. Иные приложения _____
(название документов, количество страниц)

Уполномоченное должностное лицо
органа, выдавшего лицензию
И.о. заместителя начальника Приволжскнедра



И.о. лица, подписавшего лицензию)

Ларин Евгений Владимирович

М.п. дата

01.04.2019

УСЛОВИЯ ПОЛЬЗОВАНИЯ НЕДРАМИ

1. Общие сведения

- 1.1. Пользователь недр: **Акционерное общество «Оренбургнефть».**
- 1.2. Наименование участка недр, предоставленного в пользование: **Ишуевский.**
Территория расположения участка недр: **Оренбургская область.**
- 1.3. Вид пользования недрами: **для разведки и добычи полезных ископаемых.**
- 1.4. Наименование основных (преобладающих) видов полезных ископаемых (группировки полезных ископаемых), содержащихся в пределах предоставленного участка недр: **углеводородное сырье.**
- 1.5. Орган, предоставивший лицензию: **Департамент по недропользованию по Приволжскому федеральному округу.**
- 1.6. Основание предоставления права пользования недрами: **случай перехода права пользования участками недр в соответствии с основаниями, установленными федеральными законами, регулирующими отношения недропользования.**
- 1.7. Основание оформления лицензии: **приказ Департамента по недропользованию по Приволжскому федеральному округу от 15.03.2019 № 54-пр/Л (приложение № 2 к лицензии).**

2. Пространственные границы и статус участка недр, предоставленного в пользование

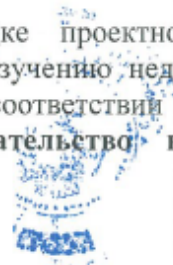
Схема расположения участка недр и описание пространственных границ участка недр содержатся в приложении № 3 к настоящей лицензии.

3. Границы земельного участка или акватории, выделенных для ведения работ, связанных с использованием недрами

Земельные, лесные участки, водные объекты необходимые для ведения работ, связанных с использованием недрами, предоставляются Пользователю недр в порядке, установленном законодательством Российской Федерации.

4. Сроки действия лицензии и сроки начала работ на участке недр

- 4.1. Сроки подготовки проектной документации, представления геологической информации на государственную экспертизу:
 - 4.1.1. подготовка и утверждение в установленном порядке проектной документации на проведение работ по геологическому изучению недр, получившей положительное заключение экспертизы в соответствии с Законом Российской Федерации «О недрах»: **обязательство не установлено;**



- 4.1.2. представление подготовленных в установленном порядке материалов по результатам геологического изучения недр на государственную экспертизу запасов полезных ископаемых в соответствии с Законом Российской Федерации «О недрах»: **обязательство не установлено;**
- 4.1.3. подготовка и утверждение в установленном порядке проектной документации на проведение работ по разведке месторождения, получившей положительное заключение экспертизы в соответствии с Законом Российской Федерации «О недрах»:
- 4.1.3.1. для месторождений полезных ископаемых, учтенных государственным балансом запасов полезных ископаемых: **обязательство не установлено;**
- 4.1.3.2. для открываемых месторождений (или их частей): **обязательство не установлено;**
- 4.1.4. представление подготовленных в установленном порядке материалов по результатам разведочных работ на государственную экспертизу запасов полезных ископаемых в соответствии с Законом Российской Федерации «О недрах»:
- 4.1.4.1. для месторождений полезных ископаемых, учтенных государственным балансом запасов полезных ископаемых: **обязательство не установлено;**
- 4.1.4.2. для открываемых месторождений (или их частей): **обязательство не установлено;**
- 4.1.5. подготовка и утверждение в установленном порядке технического проекта разработки месторождения, согласованного в соответствии с Законом Российской Федерации «О недрах»:
- 4.1.5.1. для месторождений полезных ископаемых, учтенных государственным балансом запасов полезных ископаемых: **обязательство не установлено;**
- 4.1.5.2. для открываемых месторождений (или их частей): **обязательство не установлено.**
- 4.2. Сроки начала работ:
- 4.2.1. срок начала проведения геологического изучения недр: **обязательство не установлено;**
- 4.2.2. срок начала проведения разведки месторождения полезных ископаемых:
- 4.2.2.1. для месторождений полезных ископаемых, учтенных государственным балансом запасов полезных ископаемых: **обязательство не установлено;**
- 4.2.2.2. для открываемых месторождений (или их частей): **обязательство не установлено;**
- 4.2.3. срок ввода месторождения в разработку (эксплуатацию):
- 4.2.3.1. для месторождений полезных ископаемых, учтенных государственным балансом запасов полезных ископаемых: **обязательство не установлено;**
- 4.2.3.2. для открываемых месторождений (или их частей): **обязательство не установлено.**
- 4.3. Сроки выхода предприятия по добыче полезных ископаемых на проектную мощность определяются согласованным и утвержденным в установленном порядке техническим проектом разработки месторождения.

- 4.4. Подготовка и утверждение в установленном порядке технического проекта ликвидации или консервации горных выработок, скважин, иных подземных сооружений, согласованного в соответствии с Законом Российской Федерации «О недрах»: **не позднее, чем за 1 год до планируемого срока завершения отработки месторождения.**
5. **Условия, определяющие виды и объемы поисковых и (или) разведочных работ с разбивкой по годам, сроки их проведения**
- 5.1. Условия, определяющие виды и объемы работ по поискам и оценке месторождений полезных ископаемых, сроки их проведения определяются утвержденными в установленном порядке проектами работ по геологическому изучению недр.
- 5.2. Условия, определяющие виды и объемы разведочных работ, сроки их проведения определяются утвержденными в установленном порядке проектами работ по разведке месторождений.
6. **Условия, связанные с платежами, взимаемыми при пользовании недрами, земельными участками, акваториями**
- 6.1. Обязанности по уплате разового платежа не установлены.
- 6.2. Пользователь недр обязан уплачивать регулярные платежи за пользование недрами:
- 6.2.1. в целях поисков и оценки месторождений полезных ископаемых за всю площадь участка недр, предоставленного в пользование, за исключением площадей открытых месторождений, по следующим ставкам: **ставки не установлены;**
- 6.2.2. в целях разведки полезных ископаемых за площадь участка недр, на которой запасы соответствующего полезного ископаемого (за исключением площади горного отвода и (или) горных отводов, удостоверенных горноотводными актами) установлены и учтены Государственным балансом запасов, по следующим ставкам: **20 000 рублей за 1 кв. км в год.**
- 6.3. Пользователь недр также обязан уплачивать иные, установленные законодательством Российской Федерации, платежи, налоги и сборы при пользовании недрами, земельными участками, акваториями.
7. **Согласованный уровень добычи минерального сырья**

Уровень добычи минерального сырья и сроки выхода на проектную мощность определяются техническим проектом разработки месторождения полезных ископаемых.

8. Право собственности на добытое минеральное сырье

Добытое из недр минеральное сырье является собственностью Пользователя недр. Пользователь недр имеет право использовать отходы горнодобывающего и связанных с ним перерабатывающих производств.

9. Требования по предоставлению геологической информации и условия ее использования

- 9.1. Геологическая информация о недрах подлежит представлению в федеральный и территориальные фонды геологической информации в установленном порядке.
- 9.2. Пользователь недр обязан обеспечить сохранность первичной геологической информации, полученной в ходе проведения работ на участке недр, в том числе образцов горных пород, кернов, пластовых жидкостей. По заявлению федерального и территориальных фондов геологической информации Пользователь недр обязан на безвозмездной основе обеспечить временное хранение геологической информации, владельцем которой он является, в том числе временное хранение образцов горных пород, кернов, пластовых жидкостей.
- 9.3. С момента представления геологической информации о недрах в федеральный и территориальные фонды геологической информации право собственности на материальный носитель (вещь), в котором выражена геологическая информация о недрах, переходит к Российской Федерации.
- 9.4. Геологическая информация о недрах, предоставленная Пользователем недр в федеральный и территориальные фонды геологической информации, может использоваться без получения согласия ее обладателя (правообладателя) для ведения государственного баланса запасов полезных ископаемых, государственного кадастра месторождений и проявлений полезных ископаемых, государственного реестра работ по геологическому изучению недр, участков недр, предоставленных для добычи полезных ископаемых, а также в целях, не связанных с их добычей, и лицензий на пользование недрами, осуществления управления государственным фондом недр, разработки нормативных и ненормативных актов, государственного геологического изучения недр, прогнозирования опасных геологических процессов и явлений и устранения их последствий, осуществления мероприятий по обеспечению обороны страны и безопасности государства, принятия решений в соответствии с установленной компетенцией.
- 9.5. Пользователь недр обязан ежегодно, не позднее 15 февраля года, следующего за отчетным, представлять в соответствующий территориальный орган Федерального агентства по недропользованию информационный отчет о проведенных работах на предоставленном в

пользование участку недр в порядке, определяемом Федеральным агентством по недропользованию и его территориальными органами.

10. Требования по охране недр и окружающей среды, безопасному ведению работ, связанных с использованием недрами

Пользователь недр обязан выполнять установленные законодательством требования по охране недр и окружающей среды, безопасному ведению работ, связанных с использованием недрами.

11. Условия, при наступлении которых право пользования недрами прекращается на основании пункта 3 части первой статьи 20 Закона Российской Федерации «О недрах»

Право пользования участком недр прекращается в соответствии с пунктом 3 части первой статьи 20 Закона Российской Федерации «О недрах» в случае невыполнения Пользователем недр требований пункта 6.1 настоящих Условий пользования недрами.

12. Условия пользования недрами, при наступлении которых право пользования недрами может быть досрочно прекращено, приостановлено или ограничено в соответствии со статьями 20, 21 и 23 Закона Российской Федерации «О недрах»

Право пользования недрами может быть досрочно прекращено, приостановлено или ограничено в соответствии с пунктом 2 части второй статьи 20 Закона Российской Федерации «О недрах» в следующих случаях:

- 12.1. нарушение Пользователем недр сроков, указанных в пунктах 4.1.1 - 4.1.5, 9.5 настоящих Условий пользования недрами;
- 12.2. нарушение Пользователем недр обязательств, указанных в пункте 6.2. настоящих Условий пользования недрами;
- 12.3. нарушение Пользователем недр обязательств, указанных в пунктах 9.1, 9.2 настоящих Условий пользования недрами по представлению информации в федеральный и территориальные фонды геологической информации;
- 12.4. нарушение Пользователем недр условий, указанных в пункте 4.2 настоящих Условий пользования недрами в части:
 - 12.4.1. срока начала работ по геологическому изучению недр;
 - 12.4.2. срока начала работ по разведке месторождений;
- 12.5. нарушение Пользователем недр требований, утвержденных в установленном порядке технических проектов разработки месторождений полезных ископаемых в части срока начала строительства объектов инфраструктуры по добыче полезных ископаемых и (или) срока ввода в разработку месторождения полезных ископаемых.

13. Дополнительные условия

- 13.1. Дополнительных условий, определяемых формой предоставления права пользования недрами (конкурс), **не установлено.**
- 13.2. Дополнительных условий, определяемых Правительством Российской Федерации при предоставлении права пользования участком недр федерального значения, **не установлено.**
- 13.3. Пользователь недр обязан привести действующие технические проекты разработки месторождений полезных ископаемых и иную проектную документацию на выполнение работ, связанных с использованием участками недр, а также сведения о запасах полезных ископаемых на предоставленных в пользование участках недр в соответствии с действующим законодательством, нормативными актами:
- 13.3.1. в отношении проектной документации на проведение работ по геологическому изучению недр, включая поиски и оценку месторождений полезных ископаемых, разведке месторождений полезных ископаемых - утвердить в установленном порядке подготовленную в соответствии с действующими на момент утверждения требованиями проектную документацию: **обязательство не установлено;**
- 13.3.2. в отношении технических проектов разработки месторождений полезных ископаемых - утвердить в установленном порядке подготовленную в соответствии с действующими на момент утверждения требованиями технические проекты (технический): **обязательство не установлено;**
- 13.3.3. в отношении сведений о запасах полезных ископаемых (материалов подсчета запасов) - представить подготовленные в установленном порядке материалы, соответствующие действующим на момент представления требованиям на государственную экспертизу запасов: **обязательство не установлено.**
- 13.4. Иные условия: **обязательство не установлено.**

И.о. заместителя начальника
Департамента по недропользованию
по Приволжскому федеральному округу



Е.В. Ларин

Приложение №2 к лицензии ОРБ 03276 НЭ

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЮ (РОСНЕДРА)

ДЕПАРТАМЕНТ ПО НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЮ
ПО ПРИВОЛЖСКОМУ ФЕДЕРАЛЬНОМУ ОКРУГУ
(ПРИВОЛЖСКНЕДРА)

Приказ

15.03.2019№ 54-нр/д

Самара

О переоформлении лицензий на пользование участками недр

В соответствии со статьей 17.1 Закона Российской Федерации от 21 февраля 1992 г. № 2395-1 «О недрах», пунктами 63, 83 Административного регламента Федерального агентства по недропользованию по исполнению государственных функций по осуществлению выдачи, оформления и регистрации лицензий на пользование недрами, внесения изменений и дополнений в лицензии на пользование участками недр, а также переоформления лицензий и принятия, в том числе по представлению Федеральной службы по надзору в сфере природопользования и иных уполномоченных органов, решений о досрочном прекращении, приостановлении и ограничении права пользования участками недр, утвержденного приказом Минприроды России от 29 сентября 2009 г. № 315 и на основании рекомендаций Комиссии по рассмотрению вопросов о предоставлении права пользования участками недр, внесении изменений, дополнений в лицензии и переоформлении лицензий, а также о досрочном прекращении права пользования недрами на территории Приволжского федерального округа, отнесенным к полномочиям Департамента по недропользованию по Приволжскому федеральному округу (протокол от 13.03.2019 № 974), п р и к а з ы в а ю:

1. Переоформить лицензии ОРБ 15990 НЭ, ОРБ 02907 НР, ОРБ 16022 НЭ, ОРБ 16018 НЭ, ОРБ 02881 НР, ОРБ 03077 НЭ, ОРБ 03093 НЭ, ОРБ 15994 НЭ, ОРБ 03101 НЭ, ОРБ 03085 НЭ, ОРБ 16017 НЭ, ОРБ 03079 НЭ, ОРБ 16035 НЭ, ОРБ 02954 НР, ОРБ 02893 НЭ, ОРБ 03032 НР, ОРБ 03088 НЭ, ОРБ 02889 НЭ, ОРБ 02890 НЭ, ОРБ 15995 НР, выданные ПАО «Оренбургнефть», на АО «Оренбургнефть».

2. Отделу геологии и лицензирования Приволжскнедра по Оренбургской области обеспечить:

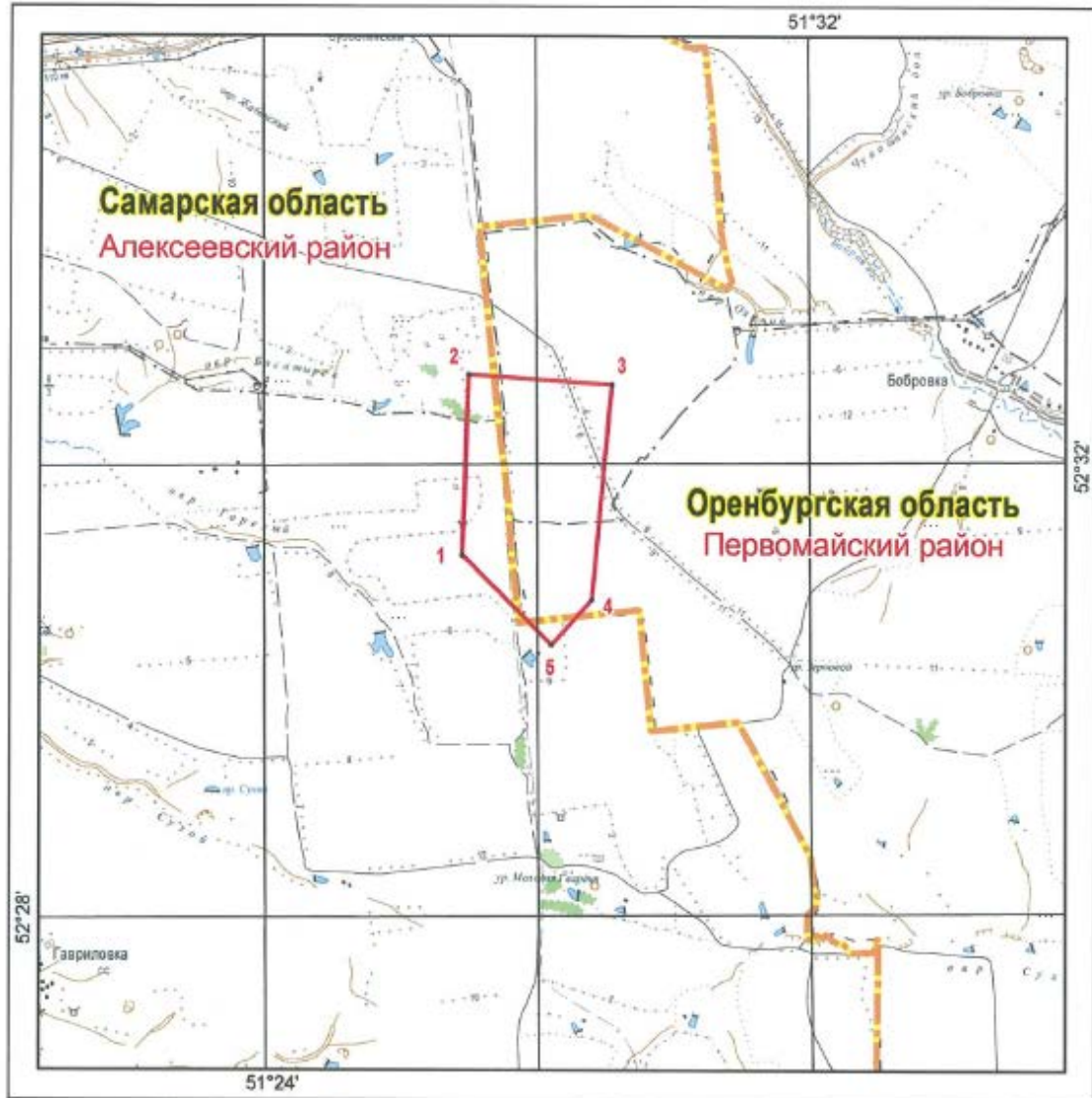
- оформление, государственную регистрацию и выдачу АО «Оренбургнефть» лицензий на право пользования недрами;
- направление копий лицензий в соответствующий фонд геологической информации.

3. Ответственность за исполнение настоящего приказа возложить на начальника отдела геологии и лицензирования Приволжскнедра по Оренбургской области Фомина И.Л.

И.о. заместителя начальника

Е.В. Ларин

СХЕМА РАСПОЛОЖЕНИЯ УЧАСТКА
Масштаб 1:100 000



- - граница Ишуевского участка недр
- ◆ 1 - угловые точки

Пространственные границы и статус участка недр

Границы участка недр ограничены контуром прямых линий со следующими географическими координатами угловых точек:

Номер точки	Северная широта			Восточная долгота		
	град.	мин.	сек.	град.	мин.	сек.
1	52	31	12	51	26	54
2	52	32	48	51	27	00
3	52	32	42	51	29	06
4	52	30	48	51	28	48
5	52	30	24	51	28	12

Верхняя граница-нижняя граница почвенного слоя, а при его отсутствии – граница земной поверхности и дна водоемов и водотоков.

Нижняя граница - глубина 2950 м

Статус участка недр: горный отвод.

Площадь участка недр составляет 8,50 км².

И. о. заместителя начальника
Приволжскнедра



Е.В. Ларин



Форма № P50007

**Лист записи
Единого государственного реестра юридических лиц**

В Единый государственный реестр юридических лиц в отношении юридического лица

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО "ОРЕНБУРГНЕФТЬ"

полное наименование юридического лица

основной государственный регистрационный номер (ОГРН)

1 0 2 5 6 0 1 8 0 2 3 5 7

внесена запись о государственной регистрации изменений, внесенных в учредительные документы юридического лица, связанных с внесением изменений в сведения о юридическом лице, содержащиеся в ЕГРЮЛ, на основании заявления

"13" ноября 2018 года
(число) (месяц прописью) (год)

за государственным регистрационным номером (ГРН)

2 1 8 5 6 5 8 4 6 8 9 5 0

Запись содержит следующие сведения:

№ п/п	Наименование показателя	Значение показателя
1	2	3

Сведения о наименовании юридического лица, внесенные в Единый государственный реестр юридических лиц

1	Организационно-правовая форма	Непубличные акционерные общества
2	Полное наименование юридического лица на русском языке	АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО "ОРЕНБУРГНЕФТЬ"
3	Сокращенное наименование юридического лица на русском языке	АО "ОРЕНБУРГНЕФТЬ"
4	ИНН	5612002469
5	КПП	560301001

Сведения о заявителях при данном виде регистрации

6	Вид заявителя	Руководитель постоянно действующего исполнительного органа
<i>Данные заявителя, физического лица</i>		
7	Фамилия	ХУДЯКОВ
8	Имя	ДЕНИС
9	Отчество	ЛЕОНИДОВИЧ
10	Идентификационный номер налогоплательщика (ИНН)	860401934311
11	ИНН ФЛ по данным ЕГРН	860401934311

Сведения о документах, представленных для внесения данной записи в Единый государственный

реестр юридических лиц

1		
12	Наименование документа	Р13001 ЗАЯВЛЕНИЕ ОБ ИЗМЕНЕНИЯХ, ВНОСИМЫХ В УЧРЕД. ДОКУМЕНТЫ
13	Дата документа	06.11.2018
14	Документы представлены	на бумажном носителе
2		
15	Наименование документа	ДОВЕРЕННОСТЬ
16	Дата документа	21.08.2018
17	Документы представлены	на бумажном носителе
3		
18	Наименование документа	ДОКУМЕНТ ОБ ОПЛАТЕ ГОСУДАРСТВЕННОЙ ПОШЛИНЫ
19	Номер документа	322966
20	Дата документа	23.10.2018
21	Документы представлены	на бумажном носителе
4		
22	Наименование документа	УСТАВ ЮЛ В НОВОЙ РЕДАКЦИИ
23	Дата документа	01.11.2018
24	Документы представлены	на бумажном носителе
5		
25	Наименование документа	ПРОТОКОЛ
26	Номер документа	46
27	Дата документа	08.10.2018
28	Документы представлены	на бумажном носителе
6		
29	Наименование документа	ПРОТОКОЛ О ГОЛОСОВАНИИ
30	Документы представлены	на бумажном носителе
7		
31	Наименование документа	ДОВЕРЕННОСТЬ
32	Номер документа	02010906
33	Дата документа	09.01.2018
34	Документы представлены	на бумажном носителе
8		
35	Наименование документа	УВЕДОМЛЕНИЕ
36	Дата документа	29.09.2011
37	Документы представлены	на бумажном носителе
9		
38	Наименование документа	ПИСЬМО
39	Номер документа	ТБ-22-2-5/15771
40	Дата документа	03.04.2018
41	Документы представлены	на бумажном носителе

Межрайонная инспекция Федеральной
Лист записи выдан налоговым органом налоговой службы №10 по Оренбургской
области

наименование регистрирующего органа

"13" ноября 2018 года
(число) (месяц прописью) (год)

Начальник отдела



Борзенец Светлана Анатольевна
Подпись, Фамилия, инициалы



МИНФИН РОССИИ
 ФЕДЕРАЛЬНАЯ НАЛОГОВАЯ СЛУЖБА
 МЕЖРЕГИОНАЛЬНАЯ ИНСПЕКЦИЯ
 ФЕДЕРАЛЬНОЙ НАЛОГОВОЙ СЛУЖБЫ
 ПО КРУПНЕЙШИМ НАЛОГОПЛАТЕЛЬЩИКАМ № 2
 (МИ ФНС России по крупнейшим налогоплательщикам № 2)

ЗАМЕСТИТЕЛЬ НАЧАЛЬНИКА ИНСПЕКЦИИ

просп. Мира, д. 119, стр. 191, г. Москва, 129223
 Телефон: (495) 913-08-98 Факс: (495) 913-08-65
 www.nalog.ru

Приложение №5 к лицензии ОРБ 03876 НЭ

АО «ОРЕНБУРГНЕФТЬ»

ул. Магистральная, д. 2, г. Бузулук,
 Оренбургская обл., 461046

14 НОЯ 2018

№

07-10/15214

На № _____

**О направлении уведомления о постановке
 на учет**

Межрегиональная инспекция Федеральной налоговой службы по крупнейшим налогоплательщикам № 2 в связи с внесением 13.11.2018 в ЕГРЮЛ записи об изменении наименования АО «ОРЕНБУРГНЕФТЬ» ИНН 5612002469 КПП 997250001, направляет Уведомление о постановке на учет в качестве крупнейшего налогоплательщика.

Приложение: на 1 л. в 1 экз.

Государственный советник
 Российской Федерации 2 класса

Н.И. Михеева

А.В. Пискунова
 (495) 913-08-62

1

1



Приложение №5 к лицензии ОРБ 03276 НЭ

Форма № 9-КНУ

МИНФИН РОССИИ
 ФЕДЕРАЛЬНАЯ НАЛОГОВАЯ СЛУЖБА
 МЕЖРЕГИОНАЛЬНАЯ ИНСПЕКЦИЯ
 ФЕДЕРАЛЬНОЙ НАЛОГОВОЙ СЛУЖБЫ
 ПО КРУПНЕЙШИМ НАЛОГОПЛАТЕЛЬЩИКАМ № 2
 (МИ ФНС России по крупнейшим налогоплательщикам № 2)

ЗАМЕСТИТЕЛЬ НАЧАЛЬНИКА ИНСПЕКЦИИ

просп. Мира, д. 139, стр. 191, г. Москва, 129223
 Телефон: (495) 913-08-98 Факс: (495) 913-08-85
 www.nalog.ru

№ _____

На № _____

**УВЕДОМЛЕНИЕ
 О ПОСТАНОВКЕ НА УЧЕТ В НАЛОГОВОМ ОРГАНЕ ЮРИДИЧЕСКОГО ЛИЦА В
 КАЧЕСТВЕ КРУПНЕЙШЕГО НАЛОГОПЛАТЕЛЬЩИКА**

Межрегиональная инспекция Федеральной налоговой службы по
 крупнейшим налогоплательщикам № 2

9	9	7	2
---	---	---	---

(полное наименование инспекции ФНС России и ее код)

сообщает, что **АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО "ОРЕНБУРГНЕФТЬ", ОГРН: 1025601802357**

(полное наименование юридического лица, ОГРН)

состоящее на учете по месту своего нахождения

в **Межрайонная инспекция Федеральной налоговой службы №3 по
 Оренбургской области**

5	6	0	3
---	---	---	---

(полное наименование инспекции ФНС России и ее код)

имеющее

ИНН/КПП

5	6	1	2	0	0	2	4	6	9	/	5	6	0	3	0	1	0	0	1
---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---

поставлено на учет в качестве крупнейшего налогоплательщика

04.04.2018

(число, месяц, год постановки)

с кодом причины постановки на учет (КПП)

9	9	7	2	5	0	0	0	1
---	---	---	---	---	---	---	---	---

Код ОКТМО

5	3	7	1	2	0	0	0
---	---	---	---	---	---	---	---

Заместитель начальника Межрегиональной
 инспекции Федеральной налоговой службы
 по крупнейшим налогоплательщикам №2

Н. И. Михеева



СВЕДЕНИЯ ОБ УЧАСТКЕ НЕДР

Расположение участка недр в административно-территориальном отношении:

Район (районы): Курманаевский и Алексеевский.

Субъект Российской Федерации: Оренбургская и Самарская области.

Схема расположения участка недр приведена в приложении № 3 к настоящей лицензии.

Особо охраняемые природные территории в пределах участка отсутствуют.

Геологическая характеристика участка недр с указанием наличия месторождений (залей) полезных ископаемых и запасов (ресурсов) по ним.

Участок недр включает в себя Ишуевское месторождение.

В тектоническом отношении месторождение приурочено к западной части Бобровско-Покровского вала, по верхнедевонским - нижнекаменноугольным отложениям расположено на южном склоне внешнего борта Мухано-Ероховского прогиба и входит в Долговскую структурную зону.

Промышленная нефтеносность связана с отложениями окского надгоризонта (пласты O_1 , O_2 , O_{3-1} , O_{3-2} , O_4), бобриковского горизонта (пласт B_2) и турнейского яруса (пласты T_1, T_2) нижнего карбона. Всего выявлено 10 залежей нефти: по две в пластах O_1 и O_2 , по одной в пластах O_{3-1} , O_{3-2} , O_4 , B_2 , T_1 , T_2 .

Запасы на Государственном балансе полезных ископаемых по состоянию на 01.01.2015 по объектам учета составляют:

Объект учета	Компонент	Ед. изм.	ABC1 геол/извл.	C2 геол/извл.
Ишуевское месторождение (Оренбургская область)	нефть	тыс. т	5503/1900	1830/585
Ишуевское месторождение (Самарская область)	нефть	тыс. т	2135/983	921/282

Обзор работ, проведенных ранее на участке недр.

Ишуевское месторождение открыто и введено в пробную эксплуатацию в 1979г., а в промышленную разработку в 1993г.

Приложение №6 к лицензии ОРБ 03876 НЭ

№ п/п	Государственный регистрационный номер	Дата регистрации	Наименование объекта работ	Полезные ископаемые	Исполнитель	Сроки
1	53-08-72	06.08.2009 №9918	"Пересчет запасов нефти и газа и ТЭО КИН Ишуевского нефтяного месторождения Оренбургской области".	углеводороды	ООО "Наука"	4 квартал 2009

В пределах лицензионного участка выполнены оперативные подсчеты запасов: в 2011 году - протокол ГКЗ № 18/757-пр от 24.11.2011, в 2014 году - протокол ГКЗ № 18/199-пр от 11.04.2014, в 2014 году - протокол ГКЗ № 03-18/597-пр от 13.10.2015.

Сведения о действующих проектах работ по состоянию на 09.03.2016.

Этап освоения	Наименование проекта	Реквизиты документа	Начало работ	Завершение работ
Геологическое изучение (поиски и оценка)	нет	нет	нет	нет
Разведка месторождений	нет	нет	нет	нет
Разработка месторождения и иное	«Дополнение к технологической схеме разработки Ишуевского нефтяного месторождения »	Протокол заседания ЦКР Роснедр по УВС № 56-13 от 04.12.2013г.	2013	2098

Сведения о добытых полезных ископаемых за период пользования участком недр, по сведениям, отраженным в Государственном балансе запасов по состоянию на 01.01.2015: накопленная добыча нефти составляет 2376 тыс. т.

Приложение №7 к лицензии ОРБ 03276 НЭ

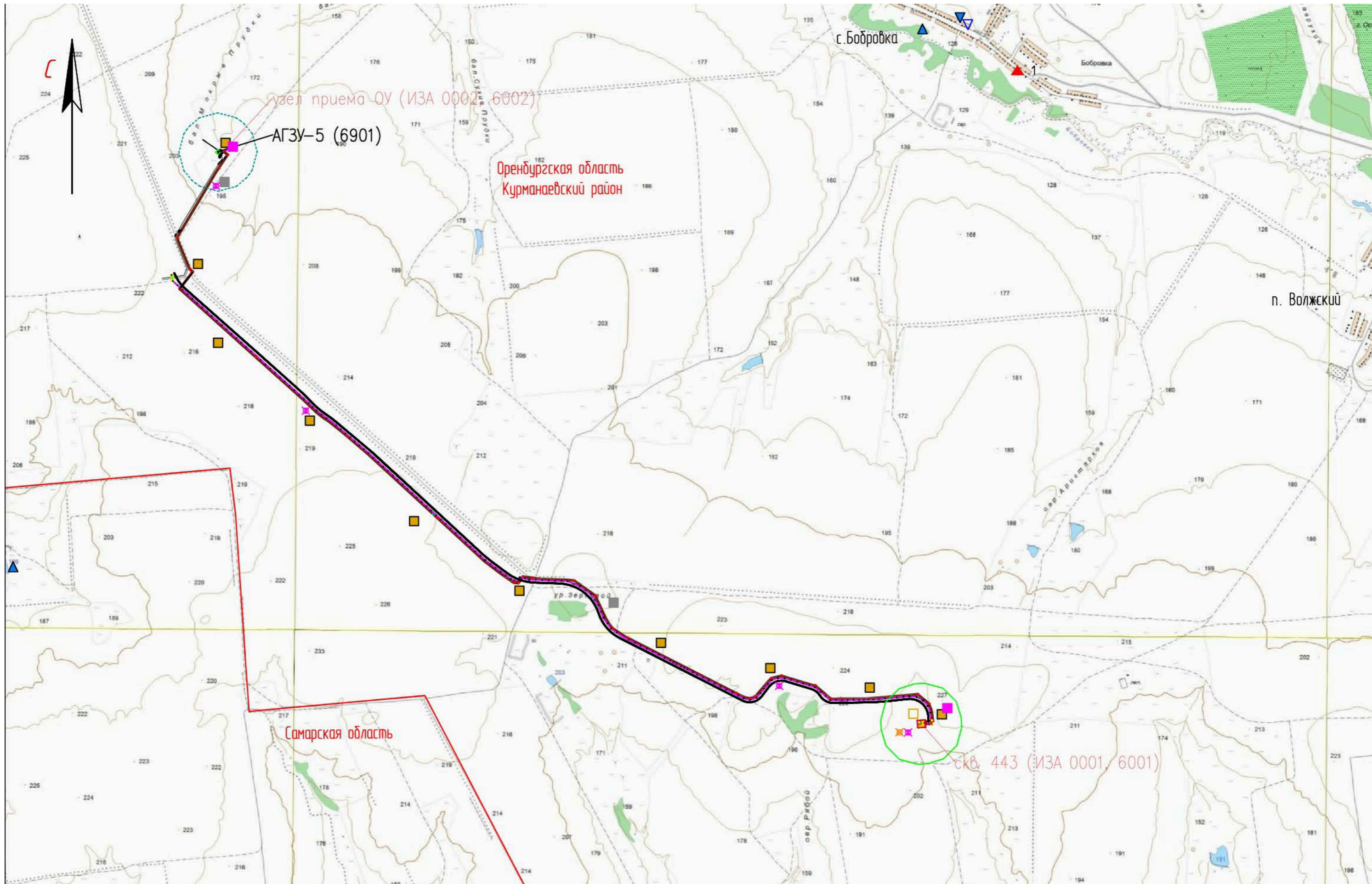
ПЕРЕЧИСЛЕНИЕ ПРЕДЫДУЩИХ ПОЛЬЗОВАТЕЛЕЙ УЧАСТКОМ НЕДР

№	Пользователь недр	Серия, номер, вид лицензии на право пользования недрами	Дата предоставления	Основание предоставления	Дата прекращения действия	Основание прекращения
1	ПО «Оренбургнефть»	ОРБ №00063 НЭ	17.03.1993	П. 19 «Положение о порядке лицензирования пользования недрами» №3314 от 15.07.1992г.	05.11.1999	Переоформление
2	ОАО «Оренбургнефть»	ОРБ №00926 НЭ	05.11.1999	Статья 17.1.Закона Российской Федерации «О недрах»	25.03.2016	Переоформление
3	ПАО «Оренбургнефть»	ОРБ №16035 НЭ	25.03.2016	Статья 17.1.Закона Российской Федерации «О недрах»	-	Переоформление

Приложение №8 к лицензии ОРБ 03276 НЭ**КРАТКАЯ СПРАВКА О ПОЛЬЗОВАТЕЛЕ НЕДР**

Полное наименование юридического лица	Акционерное общество «Оренбургнефть»
Сокращенное наименование юридического лица	АО «Оренбургнефть»
Адрес местонахождения	461040, Оренбургская область, г. Бузулук, ул. Магистральная, д. 2
ОГРН	1025601802357
ИНН	5612002469
КПП	560301001
Телефон	8 (35342) 7-36-70, 8 (35342) 7-70-80
Электронный адрес (e-mail)	orenburgneft@rosneft.ru
Представитель, должность	Генеральный директор
Представитель, ФИО	Худяков Денис Леонидович

Приложение В Ситуационная карта-схема района проектируемых работ М 1 : 25 000



Приложение Г Письма ФГБУ «Приволжское УГМС» (климатические характеристики и справки о фоновых концентрациях)

МИНИСТЕРСТВО ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ И ЭКОЛОГИИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА ПО ГИДРОМЕТЕОРОЛОГИИ
И МОНИТОРИНГУ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ
Федеральное государственное
бюджетное учреждение
«ПРИВОЛЖСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ
ПО ГИДРОМЕТЕОРОЛОГИИ
И МОНИТОРИНГУ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ»
(ФГБУ «Приволжское УГМС»)

**ООО «СРЕДНЕВОЛЖСКАЯ
ЗЕМЛЕУСТРОИТЕЛЬНАЯ КОМПАНИЯ»**

**ГИДРОМЕТЕОРОЛОГИЧЕСКИЙ ЦЕНТР
(ГМЦ)**

443125, Россия, г. Самара, ул. Ново-Садовая, д. 325
Тел. (846) 994-36-41, факс (846) 245-09-09
E-mail: cks@mail.svra.ugms.com.ru, cks@pogoda-sv.ru

23.01.2015г. № 09-07-07/07

На № 343/14 от 02.12.2014г.

КЛИМАТИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

для разработки проекта 2366П «Эксплуатационная скважина № 604 Неклюдовского месторождения» по данным многолетних наблюдений МС Авангард, наиболее близко расположенной к объекту

1. Средняя месячная температура воздуха, °С

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
-12,8	-12,6	-5,8	6,2	14,6	19,1	21,0	19,4	13,1	4,7	-3,2	-9,4	4,5

2. Среднее месячное количество осадков, мм

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
22	18	20	26	30	45	44	35	35	37	28	26	366

3. Число дней с осадками ≥ 1.0 мм

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
7,2	5,8	5,5	4,9	5,7	6,9	6,4	5,6	6,3	7,2	6,9	7,2	76

4. Число дней с туманом

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
2	2	3	2	0,3	0,5	0,5	0,8	1	2	3	3	20

5. Средняя месячная и годовая скорость ветра, м/сек

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

6. Повторяемость скорости ветра по градациям, (%). Годовая

0-1	2-3	4-5	6-7	8-9	10-11	12-13	14-15	16-17	18-20	21-24	25-28	29-34
24.7	28.8	23.6	12.8	6.2	2.6	0.8	0.3	0.2	0.08	0.01	0.002	0.001

7. Повторяемость направления ветра и штилей, (%). Годовая

С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	Штиль
12	6	7	17	23	15	10	10	10

8. Скорость ветра, вероятность превышения которой составляет 5 % равна 9 м/сек.

9. Средняя месячная максимальная температура воздуха самого жаркого месяца (июль) равна +28,0 °С.

10. Температура холодного периода (средняя температура наиболее холодной части отопительного периода) равна -17,4 °С.

11. Коэффициент, зависящий от температурной стратификации атмосферы "А" равен 160.

Климатические характеристики не подлежат передаче другим организациям.

Начальник



Л.Г. Анурова

Шуруева
245-39-73



**ОРЕНБУРГСКИЙ ЦЕНТР ПО ГИДРОМЕТЕОРОЛОГИИ
И МОНИТОРИНГУ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ – ФИЛИАЛ
ФЕДЕРАЛЬНОГО ГОСУДАРСТВЕННОГО БЮДЖЕТНОГО УЧРЕЖДЕНИЯ
«ПРИВОЛЖСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ ПО ГИДРОМЕТЕОРОЛОГИИ
И МОНИТОРИНГУ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ»**

(Оренбургский ЦГМС - филиал ФГБУ «Приволжское УГМС»)

Красная площадь ул. д. 1, г. Оренбург, 460001

Телефакс: 8(353-2) 47-51-32 e-mail: orenmeteo@gmail.com, omb@orenburg.mescom.ru, http://www.pogoda-sv.ru

ОКПО 23845119, ОГРН 1126319007100, ИНН/КПП 6319164389/561043001

01.07.2019г. № 05-01/1909
На № _____ от _____

Заместителю главного инженера по инженерным изысканиям и землеустроительным работам
ООО "Самара НИПИнефть"
Д.И. Касаеву

Фоновые концентрации

СПРАВКА

О ФОНОВЫХ КОНЦЕНТРАЦИЯХ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Населенный пункт Бобровка Курманаевского района Оренбургской области

Фон выдаётся для ООО "СамараНИПИнефть"
(организация, запрашивающая фон, ее ведомственная принадлежность)

В целях инженерно-экологических изысканий
(установка ПДВ или ВСВ, инженерные изыскания и др.)

Для объекта №6051П "Сбор нефти и газа со скважины №445 Южно-Спиридоновского месторождения"
(предприятие, производственная площадка, участок, для которого устанавливается фон)

расположенного Оренбургская область, Курманаевский район
(адрес, расположение объекта, производственной площадки, участка)

Фон установлен согласно РД 52.04.186-89 и действующим Временным рекомендациям "Фоновые концентрации вредных (загрязняющих) веществ для городских и сельских поселений, где отсутствуют наблюдения за загрязнением атмосферного воздуха".

Фон определен с учетом вклада предприятия, для которого он запрашивается _____
(да, нет)

Значения фоновых концентраций (С_ф) вредных веществ

Загрязняющее вещество	Ед. измерения	Район наблюдения	Условные координаты	С _ф
Диоксид серы	мг/м ³	н.п. Бобровка Курманаевского района Оренбургской области	N52.543942° E51.580814°	0,005
Диоксид азота	мг/м ³			0,023
Оксид азота	мг/м ³			0,010
Сажа	мг/м ³			0,006
Сероводород	мг/м ³			0,001
Оксид углерода	мг/м ³			1,4
Бензол	мг/м ³			0,011
Ксилол (сумма)	мг/м ³			0,024
Толуол	мг/м ³			0,016

Загрязняющее вещество	Ед. измерения	Район наблюдения	Условные координаты	Сф
Смесь углеводородов предельных C ₁ -C ₅	мг/м ³	н.п. Бобровка Курманаевского района Оренбургской области	N52.543942 ⁰ E51.580814 ⁰	1,48
Смесь углеводородов предельных C ₆ -C ₁₀	мг/м ³			0.10

Для объекта №605 ИП "Сбор нефти и газа со скважины №445 Южно-Стиридоновского месторождения"

(предприятие, производственная площадка, участок, для которого устанавливается фон)

Фоновые концентрации диоксида серы, диоксида азота, оксида азота, сажи, сероводорода,
оксид углерода, бензола, ксилола (суммы)
толуола, смеси углеводородов предельных C₁-C₅,
смеси углеводородов предельных C₆-C₁₀,

(перечень загрязняющих веществ)

действительны на период с июля 20 19 г. до декабря 20 23 г.

Справка используется только в целях заказчика и не является основанием для установления более высокого уровня требований к качеству окружающей среды (производственной площадки/объекта) и не может использоваться другими организациями.

Заместитель начальника



М.С. Утесенова

М.С. Игначкова
 Начальник КЛМС,
 тел. (3532) 77-64-75
kms-oren@yandex.ru

Приложение Д Расчет выбросов загрязняющих веществ от проектируемых объектов

В данном приложении рассмотрены выбросы загрязняющих веществ от источников загрязнения проектируемых объектов:

- в период строительных работ;
- от проектируемых объектов в период их эксплуатации.

Анализ запроектных аварийных ситуаций приведен в разделе 9 данного раздела ООС-01.

1. Расчет выбросов загрязняющих веществ при строительстве проектируемых объектов

Для оценки воздействия выбросов загрязняющих веществ при строительстве проектируемых объектов проведены следующие расчеты выбросов загрязняющих веществ:

- расчет выбросов загрязняющих веществ при работе строительных машин и механизмов и обслуживающего автотранспорта (источник № 6001);
- расчет выбросов загрязняющих веществ при выполнении сварочных работ (источник № 6002);
- расчет выбросов загрязняющих веществ при выполнении окрасочных работ (источник № 6003);
- расчет выбросов загрязняющих веществ при работе дизельных установок (источники №№ 0001 - 0003):
 - источник № 0001 - передвижная дизельная электростанция типа ЭД-60-Т400-1РПМ11;
 - источник № 0002 - передвижной сварочный агрегат АДД-4004МП;
 - источник № 0003 – установка ГНБ - Robbins HDD 9015TMSC.

Нумерация источников выбросов на период строительства является условной и по окончании строительства не используется (не учитывается).

При проведении земляных работ в силу высокой влажности грунта (по данным материалов инженерно-геологических изысканий и их камеральной обработки, выполненных отделом инженерных изысканий ООО «СамараНИПИнефть» в 2019 г., средняя природная влажность грунтов вовлеченных в процесс проведения земляных работ составляет более 20 % (21,3 %)) пыление наблюдаться не будет.

1.1. Расчет выбросов загрязняющих веществ от автотранспорта, работающего на площадке строительства

Расчет выбросов загрязняющих веществ выполнен в соответствии с «Методикой проведения инвентаризации выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для автотранспортных предприятий». М., 1998 г.

Валовый выброс i -го вещества при движении автомобилей по внутреннему проезду при выезде и возврате M_{np_i} рассчитывался отдельно для каждого периода года в соответствии с «Методикой проведения инвентаризации выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для автотранспортных предприятий». М., 1998 г. по формуле:

$$M_{np_i}^j = \sum_{k=1}^k m_{L_{ik}} L_p N_{kp} D_p \cdot 10^{-6}, \quad \text{т/год} \quad (2.11.)$$

где L_p - протяженность внутреннего проезда, км;

N_{kp} - среднее количество автомобилей k -й группы, проезжающих по внутреннему проезду за день;

j - период года (Т - теплый, П - переходный, Х - холодный);

$m_{L_{ik}}$ - пробеговый выброс i -го вещества автомобилем k -й группы, г/км (таблицы 2.2, 2.8, 2.14. «Методики проведения инвентаризации выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для автотранспортных предприятий»);

D_p - количество дней работы в расчетном периоде (холодном, теплом, переходном).

Для определения общего валового выброса M_{np} валовые выбросы одноименных веществ по периодам года суммируются:

$$M_{np} = \sum_{p=1}^p (M_{np_i}^T + M_{np_i}^P + M_{np_i}^X), \quad \text{т/год} \quad (2.12.)$$

Максимально разовый выброс i -го вещества для внутреннего проезда G_{pi} рассчитывался для каждого периода в соответствии с «Методикой проведения инвентаризации выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для автотранспортных предприятий». М., 1998 г. по формуле:

$$G_{pi} = \frac{\sum_{k=1}^k (m_{L_{ik}} L_p N'_{kp})}{3600}, \text{ г/с} \quad (2.13.)$$

где N'_{kp} - наибольшее количество автомобилей k -й группы, проезжающих по внутреннему проезду за 1 час, характеризующийся максимальной интенсивностью движения.

Исходные данные и расчет выбросов загрязняющих веществ приведены в таблице Д. 1.1 – на период строительных работ.

В таблицах Д.1.2. сведены результаты расчетов выбросов от автотранспорта при движении по строительной площадке.

Таблица Д.1.2 - Результаты расчета выбросов загрязняющих веществ от автотранспорта при движении по строительной площадке

Наименование загрязняющих веществ (код)	Выбросы загрязняющих веществ	
	G_i , г/с	M_i , т/год
	(max)	
Углерода оксид (код 337)	0,003625	0,004257
Керосин (код 2732)	0,000625	0,000721
Оксид азота (код 304)	0,000320	0,000370
Азота диоксид (код 301)	0,001967	0,002275
Сажа (код 328)	0,000181	0,000209
Сернистый ангидрид (код 330)	0,000354	0,000396
	ИТОГО:	0,008228
Примечание - Для определения выбросов оксидов азота их разделили на составляющие: оксид азота и диоксид азота. Коэффициенты трансформации приняли на уровне максимальной установленной трансформации, т.е. 0,8 для NO_2 и 0,13 для NO .		

Таблица Д.1.1 - Расчет выбросов загрязняющих веществ при движении автомобилей по территории площадки строительства

1	2	3	4	5	6	7	Пробеговые выбросы, г/км					Валовый выброс загрязняющих веществ при движении по р-му внутреннему проезду, т/год					Максимально разовый выброс загрязняющих веществ для р-ого внутреннего проезда, г/сек				
							8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
Теплый период																					
Грузовые																					
5 т--8 т	Д	5	110	1	5	0,5	5,1	0,9	3,5	0,25	0,45	0,001403	0,000248	0,000963	0,000069	0,000124	0,000708	0,000125	0,000486	0,000035	0,000063
8 т--16 т	Д	4	110	1	4	0,5	6,1	1	4	0,3	0,54	0,001342	0,000220	0,000880	0,000066	0,000119	0,000847	0,000139	0,000556	0,000042	0,000075
Свыше 16 т	Д	2	110	1	2	0,5	7,5	1,1	4,5	0,4	0,78	0,000825	0,000121	0,000495	0,000044	0,000086	0,001042	0,000153	0,000625	0,000056	0,000108
Итого		11																			
Автобусы																					
Особо малый (до 5,5)	Д	1	110	1	1	0,5	2,3	0,6	2,2	0,15	0,33	0,000127	0,000033	0,000121	0,000008	0,000018	0,000319	0,000083	0,000306	0,000021	0,000046
Средний (8--10)	Д	2	110	1	2	0,5	5,1	0,9	3,5	0,2	0,45	0,000561	0,000099	0,000385	0,000022	0,000050	0,000708	0,000125	0,000486	0,000028	0,000063
Итого		3										0,004257	0,000721	0,002844	0,000209	0,000396	0,003625	0,000625	0,002458	0,000181	0,000354
Итого за теплый период												0,004257	0,000721	0,002844	0,000209	0,000396	0,003625	0,000625	0,002458	0,000181	0,000354
Итого за период строительства												0,004257	0,000721	0,002844	0,000209	0,000396	0,003625	0,000625	0,002458	0,000181	0,000354

1.2. Расчет выбросов загрязняющих веществ от дорожной техники, работающей на площадке строительства

Расчет валовых и максимально разовых выбросов загрязняющих веществ от дорожно-строительной техники проведен по «Методике проведения инвентаризации выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для баз дорожной техники (расчетным методом), 1998 г.».

Расчет был произведен по следующим загрязняющим веществам:

- углерода оксид (код 0337),
- углеводороды (по керосину - код 2732),
- оксиды азота (оксид азота (код 304) и диоксид азота (код 0301)),
- серы диоксид (сернистый ангидрид – код 0330),
- сажа (код 0328).

Выброс i -го вещества одной машиной k -й группы в день при работе на территории M_{ik} рассчитывается в соответствии с «Методикой проведения инвентаризации выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для баз дорожной техники (расчетным методом), 1998 г.» по формуле:

$$M_{ik} = (m_{дв1k} \cdot t_{дв1} + m_{дв2k} \cdot t_{дв2} + m_{хх1k} \cdot t_{хх1} + m_{хх2k} \cdot t_{хх2}) \cdot 10^{-6}, \text{ т} \quad (2.2.)$$

где $m_{дв1k}$ - удельный выброс i -го вещества при движении машины k -й группы по территории с условно постоянной скоростью, г/мин (таблица «Методике проведения инвентаризации выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для баз дорожной техники (расчетным методом), 1998 г.»);

$m_{хх1k}$ - удельный выброс i -го компонента при работе двигателя на холостом ходу, г/мин (таблица 2.4 «Методике проведения инвентаризации выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для баз дорожной техники (расчетным методом), 1998 г.»);

$t_{дв1}$, $t_{дв2}$ - время движения машины по территории, мин;

$t_{хх1}$, $t_{хх2}$ - время работы двигателя на холостом ходу.

Валовый годовой выброс i -го вещества рассчитывался по формуле:

$$M_j = \sum_{k=1}^p (M_{ik}) \cdot D_{фк}, \quad \text{т/год} \quad (2.3.),$$

где $D_{фк}$ - суммарное количество дней работы дорожно-строительной техники k -й группы в расчетный период года

$$D_{фк} = D_p \cdot N_k,$$

где D_p - количество рабочих дней в расчетном периоде (холодном, теплом, переходном);

N_k - среднее количество дорожно-строительной техники k -й группы, ежедневно работающих.

Максимально разовый выброс i -го вещества G_i рассчитывался по формуле:

$$G_i = \frac{\sum_{k=1}^p (m_{gbk} \cdot t_{gb} + m_{ххk} \cdot t_{хх}) \cdot N_k}{3600}, \quad \text{г/с} \quad (2.5.),$$

где $t_{хх}$ - время работы двигателя на холостом ходу;

N_k - наибольшее количество машин работающих в течение одного часа.

Исходные данные и расчет выбросов загрязняющих веществ приведены в таблице Д. 1.3 – на период строительных работ.

Таблица Д.1.3 - Расчет выбросов загрязняющих веществ от дорожной техники

Номинальная мощность дизельного двигателя	Кол-во	Время работы двигателя на холостом ходу, мин	Время движения машины по территории, мин	Количество рабочих дней в расчетном периоде, Др	Среднее кол-во ДМ к-й группы, ежедневно выходящих на линию, НК	Суммарное кол-во дней работы ДМ к-й группы в расчетный период, ДФк	Наибольшее кол-во ДМ, работающих в течение часа	Удельные выбросы загрязняющих веществ										Валовые выбросы загрязняющих веществ (т/год)					Максимально разовый выброс загрязняющих веществ, г/сек									
								СО		СН		NO2		С		SO2		СО (код 337)	СН (код 2732)	NO2 (код 301 и 304)	С (код 328)	SO2 (код 330)	СО (код 337)	СН (код 2732)	NO2 (код 301 и 304)	С (код 328)	SO2 (код 330)					
								мдві к, г/мин	мх хік, г/мин	мдві к, г/мин	мх хі к, г/мин	мдвік, г/мин	мх хі к, г/мин	мдві к, г/мин	мх хі к, г/мин	мдві к, г/мин	мх хі к, г/мин															
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28					
Теплый период																																
21-35	9	20	40	110	4	440	2	0,45	0,84	0,15	0,11	0,87	0,17	0,1	0,02	0,068	0,034	0,015312	0,003608	0,016808	0,001936	0,001496	0,019333	0,004556	0,021222	0,002444	0,001889					
Итого	9																															
																		Итого за теплый период					0,015312	0,003608	0,016808	0,001936	0,001496	0,019333	0,004556	0,021222	0,002444	0,001889
																		Итого за период строительства					0,015312	0,003608	0,016808	0,001936	0,001496	0,019333	0,004556	0,021222	0,002444	0,001889

В таблице Д.1.4. представлены результаты расчетов выбросов загрязняющих веществ от дорожно-строительной техники, работающей на площадке строительства.

Таблица Д.1.4 - Результаты расчетов выбросов загрязняющих веществ от дорожной техники при работе на строительной площадке

Наименование загрязняющих веществ (код)	Выбросы загрязняющих веществ	
	Gi, г/с	Mi, т/год
Углерода оксид (код 0337)	0,019333	0,015312
Керосин (код 2732)	0,004556	0,003608
Азота оксид (код 0304)	0,002759	0,002185
Азота диоксид (код 0301)	0,016978	0,013446
Сажа (код 0328)	0,002444	0,001936
Сернистый ангидрид (код 0330)	0,001889	0,001496
ИТОГО:		0,037983

Примечание - Для определения выбросов оксидов азота их разделили на составляющие: оксид азота и диоксид азота. Коэффициенты трансформации приняли на уровне максимальной установленной трансформации, т.е. 0,8 для NO₂ и 0,13 для NO.

1.3. Расчет выбросов загрязняющих веществ при выполнении сварочных работ

При выполнении сварочных работ используются электроды марки УОНИ-13/45 типа Э42А, при этом в атмосферный воздух поступают:

- железо оксид (код 0123);
- марганец и его соединения (код 0143);
- пыль неорганическая: 70 – 20 % SO₂ (код 2908);
- диоксид азота (код 0301),
- оксид азота (код 0304);
- фтористые соединения (код 0342 и 0344),
- углерода оксид (код 0337).

Расчет выбросов загрязняющих веществ при работе сварочного поста производился по программе 'Сварка' (Версия 3.0).

Программа основана на следующих методических документах:

- ГОСТ Р 56164-2014. «Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу. Метод расчета выбросов при сварочных работах на основе удельных показателей»
- «Методика расчёта выделений (выбросов) загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах (на основе удельных показателей)». НИИ АТМОСФЕРА, Санкт-Петербург, 2015 год.
- «Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (Дополненное и переработанное)», НИИ Атмосфера, Санкт-Петербург, 2012 год.
- Письмо НИИ Атмосфера №1-1525/11-0-1 «По вопросу поправочных коэффициентов 0,2 и 0,4 к взвешенным веществам», от 12.07.2011
- Письмо НИИ Атмосфера № 07-2-172/13-0 от 01.04.2013

Исходные данные и результаты расчета выбросов загрязняющих веществ представлены ниже.

Источник выбросов № 6002 (нумерация источников выбросов на период строительства является условной и по окончании строительства не учитывается)

Площадка: 1 (строительная площадка)

Цех: 1 (Строительный участок)

Название: Строительная площадка (сварочные работы при строительстве)

Таблица Д.1.5 - Результаты расчётов

Код	Название вещества	Без учёта газоочистки		Газоочи стка	С учётом газоочистки	
		г/с	т/год		%	г/с
123	Железа оксид	0,001007	0,001636	0,00	0,001007	0,001636
143	Марганец и его соединения	0,000087	0,000141	0,00	0,000087	0,000141
301	Азот (IV) оксид (Азота диоксид)	0,000283	0,000459	0,00	0,000283	0,000459
304	Азота оксид	0,000046	0,000075	0,00	0,000046	0,000075
337	Углерод оксид	0,003133	0,005087	0,00	0,003133	0,005087
342	Фториды газообразные	0,000177	0,000287	0,00	0,000177	0,000287
344	Фториды плохо растворимые	0,000311	0,000505	0,00	0,000311	0,000505
2908	Пыль неорганическая: 70-20% SiO ₂	0,000132	0,000214	0,00	0,000132	0,000214
ИТОГО:						0,008404

Примечание:

Коэффициенты трансформации азота:

NO - 13 [%]

NO₂ - 80 [%]

Пересчёт по коэффициентам трансформации произведён 30.03.2016

Расчётные формулы:

Мвал. =Yi*M*Kп/1000000*(1-n) [т/год]

Ммакс.=Yi*Ммакс*Kп/Т/3600*(1-n) [г/с]

Исходные данные.

Технологическая операция: Ручная дуговая сварка

Технологический процесс (операция): Ручная дуговая сварка сталей штучными электродами
 Марка материала: УОНИ-13/45

Таблица Д.1.6 - Удельные выделения загрязняющих веществ

Код	Название вещества	Yi [г/кг]
0123	Железа оксид	10,6900000
0143	Марганец и его соединения	0,9200000
0301	Азот (IV) оксид (Азота диоксид)	1,2000000
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	0,1950000
0337	Углерод оксид	13,3000000
0342	Фториды газообразные	0,7500000
0344	Фториды плохо растворимые	3,3000000
2908	Пыль неорганическая: 70-20% SiO2	1,4000000

Время интенсивной работы (Т): 451 [час] 0 [мин]

Масса израсходованного материала (М): 450 [кг]

Масса израсходованного сварочного материала за период наиболее интенсивной работы сварочного участка (Ммакс): 450 [кг]

Норматив образования огарков от расхода электродов (n): 0,15

Поправочный коэффициент (Кп): 0,4, только для твердой составляющей выброса

1.4. Расчет выбросов загрязняющих веществ при выполнении антикоррозионных мероприятий

Процесс формирования покрытия заключается в нанесении лакокрасочного материала (ЛКМ) и его сушке. Принимается, что процесс нанесения покрытия осуществляется пневматическим способом.

В процессе окраски и сушки происходит полный переход летучей части краски (грунтовок и растворителей) в парообразное состояние.

Расчет валового выброса загрязняющих веществ при выполнении антикоррозионных мероприятий производился в соответствии:

- с «Методикой расчета выделений (выбросов) загрязняющих веществ в атмосферу при нанесении лакокрасочных материалов (на основе удельных показателей)», 2015 г.,
- а также «Методика проведения инвентаризации выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для автотранспортных предприятий (расчетным методом)», М., 1998 г. по формуле:

$$M_p^i = (m_1 \cdot f_{rip} + m \cdot f_2 \cdot f_{рик} \cdot 10^{-2}) \cdot 10^{-5}, \text{ т/год} \quad (3.4.2.),$$

где m – количество израсходованной краски за год, кг;

m₁ - количество растворителей, израсходованных за год, кг;

f₂ - количество летучей части краски в % (таблица 3.4.2 «Методика проведения инвентаризации выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для автотранспортных предприятий (расчетным методом)», М., 1998 г.);

f_{rip} - количество различных летучих компонентов в растворителях, в % (таблица 3.4.2 «Методика проведения инвентаризации выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для автотранспортных предприятий (расчетным методом)», М., 1998 г.);

f_{рик} - количество различных летучих компонентов, входящих в состав краски (грунтовок, шпатлевки), в % (таблица 3.4.2 «Методика проведения инвентаризации выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для автотранспортных предприятий (расчетным методом)», М., 1998 г.).

Максимально-разовое количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу, определено в соответствии:

- с «Методикой расчета выделений (выбросов) загрязняющих веществ в атмосферу при нанесении лакокрасочных материалов (на основе удельных показателей)», 2015г.,
- а также «Методика проведения инвентаризации выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для автотранспортных предприятий (расчетным методом)», М., 1998 г. по формуле:

$$G_{ок} = \frac{P \cdot 10^6}{n \cdot t \cdot 3600}, \text{ г/сек} \quad (3.4.6.),$$

где P – валовый выброс компонента, т/период строительства;

n – число дней работы участка;

t – число рабочих часов в день при окраске (сушке).

Нелетучая (сухая) часть из выделившегося при окраске аэрозоля определена в соответствии с «Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух. (Дополненное и переработанное). С-Пб., 2005 г.» по формуле:

$$П_{н.ок.}^a = m_k \cdot \delta_a (100 - f_p) \cdot 10^{-4}, \text{ кг} \quad (1.54)$$

где m_k - масса используемого ЛКМ, кг;

δ_a - доля краски, поступившей в атмосферный воздух в виде аэрозоля, % масс.;

f_p - доля летучей части в ЛКМ, % масс.

Расчет максимального выброса производится для операций окраски и сушки по формуле:

$$G_{ок.(сущ.)} = \frac{P \cdot 10^3}{n \cdot t \cdot 3600}, \text{ г/с} \quad (1.55)$$

где: P - валовый выброс компонента, кг/период строительства при окраске (сушке);

t - число рабочих часов в день при окраске (сушке);

n - число дней работы участка при окраске (сушке).

Принимается, что очистное устройство отсутствует, так как работы по обезжириванию и окраске выполняются на открытом воздухе.

Исходные данные и расчет выбросов загрязняющих веществ представлены в таблице Д.1.7.

Таблица Д.1.7 - Исходные данные и расчет выбросов загрязняющих веществ от окрасочного участка

Уча сто к	Спо соб окр аск и	Марка лакокрасоч ных материало в	Расход лакокрасо чного материала, кг/перио д строите льства	Числ о рабо чих часо в, час/д ень	Число рабо чих дней, день/г од	Доля лету чей част и краск и, %	Кол- во сухо й част и краск и, %	Компоненты, входящие в состав лакокрасочных материалов	Соста в летуче й части, f _{пik} , %	Доля краски , потеря нной в виде аэрозо ля, %	Выбросы загрязняющих веществ				
											Наименование (код)	г/сек	т/период строител ьства		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14		
Строительная площадка	Пневматическая окраска	Лак (по БТ-577)	36,00	8	110	63	37	Уайт-спирит	42,6		Уайт-спирит (код 2752)	0,003050	0,009662		
								Ксилол	57,4		Ксилол (код 616)	0,004109	0,013018		
								Аэрозоль краски		30	Взвешенные вещества (код 2902)	0,001261	0,003996		
		ИТОГО:											Ксилол (код 616)	0,004109	0,013018
		Источник № 6003											Уайт-спирит (код 2752)	0,003050	0,009662
		ИТОГО:											Взвешенные вещества (код 2902)	0,001261	0,003996
ВСЕГО:											0,008420	0,026676			
Примечание:															
1 В процессе нанесения покрытия пневматическим (воздушным) распылением, выброс загрязняющих веществ происходит за счет рассеивания краски в атмосфере: «недолетание» или рикошета краски от поверхности, унос краски воздушным потоком.															
2 Так как окрасочные работы не выполняются одновременно несколькими лакокрасочными материалами (ЛКМ), то выброс (г/сек) принят по наибольшему значению															

1.5. Расчет выбросов загрязняющих веществ при работе дизельных установок

Дизельные установки используются в период строительных работ.

В соответствии с разделом 5 «Проект организации строительства» источником электроснабжения при производстве сварочных работ предусмотрен передвижной сварочный агрегат АДД-4004МП. Источник электроснабжения – передвижная дизельная электростанция типа ЭД-60-Т400-1РПМ11. Установка ГНБ - Robbins HDD 9015TMSC.

Расчет выбросов загрязняющих веществ выполнен по программе 'Дизель' (Версия 2.0).

Программа реализует: «Методику расчёта выделений загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок», НИИ АТМОСФЕРА, Санкт-Петербург, 2001 год.

Расчет выбросов загрязняющих веществ от ЭД-60-Т400-1РПМ11

В качестве источника электроснабжения проектом предполагается использовать дизельную электростанцию ЭД-60-Т400-1РПМ11 мощностью 66 кВт.

Основные используемые параметры:

- номинальная мощность – 66 кВт;
- удельный расход топлива при номинальной мощности, не более – 231 г/кВт ч;
- часовой расход топлива при номинальной мощности – 0,0152 т/час.

В соответствии с разделом 5 «Проект организации строительства» потребность в передвижной электростанции принята в количестве 1 единицы.

Ниже представлен расчет выбросов загрязняющих веществ от электростанции ЭД-60-Т400-1РПМ11.

Источник: 0001 (нумерация источников выбросов на период строительства является **условной** и по окончании строительства не учитывается)

Название: Выхлопная труба ЭД-60-Т400-1РПМ11

Таблица Д.1.8 - Результаты расчётов

Код	Название вещества	Без учёта газоочистки.		Газооч.	С учётом газоочистки	
		г/сек	т/год	%	г/сек	т/год
0337	Углерод оксид	0,1320000	0,402000	0,0	0,1320000	0,402000
0301	Азот (IV) оксид (Азота диоксид)	0,1510666	0,460960	0,0	0,1510666	0,460960
2732	Керосин	0,0660000	0,201000	0,0	0,0660000	0,201000
0328	Углерод черный (Сажа)	0,0128333	0,040200	0,0	0,0128333	0,040200
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый)	0,0201667	0,060300	0,0	0,0201667	0,060300
1325	Формальдегид	0,0027500	0,008040	0,0	0,0027500	0,008040
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)	0,000000238	0,000000737	0,0	0,000000238	0,000000737
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	0,0245483	0,074906	0,0	0,0245483	0,074906
Итого:						1,247406737

Нормирование выбросов оксидов азота производится в соотношении $M_{NO_2} = 0.8 * M_{NOx}$ и $M_{NO} = 0.13 * M_{NOx}$.

Расчётные формулы

До газоочистки:

$$\text{Максимально-разовый выброс: } M_i = (1/3600) * e_i * P_s / X_i \quad [\text{г/с}]$$

$$\text{Валовый выброс: } W_i = (1/1000) * q_i * G_T / X_i \quad [\text{т/год}]$$

После газоочистки:

$$\text{Максимально-разовый выброс: } M_i = M_i * (1 - f/100) \quad [\text{г/с}]$$

$$\text{Валовый выброс: } W_i = W_i * (1 - f/100) \quad [\text{т/год}]$$

Исходные данные:

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки $P_s = 66$ [кВт]

Расход топлива стационарной дизельной установкой за год $G_T=13.4$ [т]
 Коэффициент, зависящий от страны-производителя дизельной установки (X_i):
 $X_{CO}=1$; $X_{NOx}=1$; $X_{SO2}=1$; $X_{остальные}=1$.

Удельные выбросы на единицу полезной работы стационарной дизельной установки на режиме эксплуатационной мощности (e_i) [г/кВт*ч]:

Углерод оксид	Оксиды азота NOx	Керосин	Углерод черный (Сажа)	Сера диоксид (Ангидрид сернистый)	Формальдегид	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)
7.2	10.3	3.6	0.7	1.1	0.15	0.000013

Удельные выбросы на один килограмм дизельного топлива при работе стационарной дизельной установки с учетом совокупности режимов, составляющих эксплуатационный цикл (q_i) [г/кг топлива]:

Углерод оксид	Оксиды азота NOx	Керосин	Углерод черный (Сажа)	Сера диоксид (Ангидрид сернистый)	Формальдегид	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)
30	43	15	3	4.5	0.6	0.000055

Объёмный расход отработавших газов ($Q_{ог}$):

Удельный расход топлива на эксплуатационном (или номинальном) режиме работы двигателя $b_э=231$ [г/кВт*ч]
 Высота источника выбросов $H=5$ [м]
 Температура отработавших газов $T_{ог}=673$ [К]

$$Q_{ог}=8.72*0.000001*b_э*P_э/(1.31/(1+T_{ог}/273))=0.351665 \text{ [м}^3/\text{с]}$$

Расчет выбросов загрязняющих веществ от передвижного сварочного агрегата АДД-4004МП

При работе в полевых и монтажных условиях для питания сварочных постов используют сварочные агрегаты. Источником электроснабжения при производстве сварочных работ предусмотрен передвижной сварочный агрегат АДД-4004МП, предназначенный для питания одного поста ручной дуговой сварки в полевых условиях.

Основные используемые параметры:

- тип – дизельный;
- номинальная мощность – 37 кВт;
- удельный расход топлива при номинальной мощности, не более – 252 г/кВт· ч;
- часовой расход топлива при номинальной мощности – 5,6 кг/час.

В соответствии с разделом 5 «Проект организации строительства» потребность в передвижном сварочном агрегате принята в количестве 1 единицы.

Ниже представлен расчет выбросов загрязняющих веществ от дизельного двигателя передвижного сварочного агрегата АДД-4004МП.

Расчет выбросов загрязняющих веществ выполнен по программе 'Дизель' (Версия 2.0).

Программа реализует: «Методику расчёта выделений загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок», НИИ АТМОСФЕРА, Санкт-Петербург, 2001 год.

Источник: 0002 (нумерация источников выбросов на период строительства является условной и по окончании строительства не учитывается)

Название: Выхлопная труба АДД-4004МП

Таблица Д.1.9 - Результаты расчётов

Код	Название вещества	Без учёта газоочистки.		Газооч.	С учётом газоочистки	
		г/сек	т/год	%	г/сек	т/год
0337	Углерод оксид	0,0740000	0,075900	0,0	0,0740000	0,075900
0301	Азот (IV) оксид (Азота диоксид)	0,0846889	0,087032	0,0	0,0846889	0,087032
2732	Керосин	0,0370000	0,037950	0,0	0,0370000	0,037950
0328	Углерод черный (Сажа)	0,0071944	0,007590	0,0	0,0071944	0,007590
0330	Сера диоксид (Ангидрид	0,0113056	0,011385	0,0	0,0113056	0,011385

Код	Название вещества	Без учёта газоочистки.		Газооч.	С учётом газоочистки	
		г/сек	т/год	%	г/сек	т/год
	сернистый)					
1325	Формальдегид	0,0015417	0,001518	0,0	0,0015417	0,001518
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)	0,000000134	0,000000139	0,0	0,000000134	0,000000139
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	0,0137619	0,014143	0,0	0,0137619	0,014143
Итого:						0,235518139

Нормирование выбросов оксидов азота производится в соотношении $M_{NO_2} = 0.8 * M_{NOx}$ и $M_{NO} = 0.13 * M_{NOx}$.

Расчётные формулы

До газоочистки:

Максимально-разовый выброс: $M_i = (1/3600) * e_i * P_э / X_i$ [г/с]

Валовый выброс: $W_i = (1/1000) * q_i * G_T / X_i$ [т/год]

После газоочистки:

Максимально-разовый выброс: $M_i = M_i * (1 - f / 100)$ [г/с]

Валовый выброс: $W_i = W_i * (1 - f / 100)$ [т/год]

Исходные данные:

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки $P_э = 37$ [кВт]

Расход топлива стационарной дизельной установкой за год $G_T = 2.53$ [т]

Коэффициент, зависящий от страны-производителя дизельной установки (X_i):

$X_{CO} = 1$; $X_{NOx} = 1$; $X_{SO_2} = 1$; $X_{остальные} = 1$.

Удельные выбросы на единицу полезной работы стационарной дизельной установки на режиме эксплуатационной мощности (e_i) [г/кВт*ч]:

Углерод оксид	Оксиды азота NOx	Керосин	Углерод черный (Сажа)	Сера диоксид (Ангидрид сернистый)	Формальдегид	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)
7.2	10.3	3.6	0.7	1.1	0.15	0.000013

Удельные выбросы на один килограмм дизельного топлива при работе стационарной дизельной установки с учетом совокупности режимов, составляющих эксплуатационный цикл (q_i) [г/кг топлива]:

Углерод оксид	Оксиды азота NOx	Керосин	Углерод черный (Сажа)	Сера диоксид (Ангидрид сернистый)	Формальдегид	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)
30	43	15	3	4.5	0.6	0.000055

Объёмный расход отработавших газов ($Q_{ог}$):

Удельный расход топлива на эксплуатационном (или номинальном) режиме работы двигателя $b_э = 252$ [г/кВт*ч]

Высота источника выбросов $H = 3$ [м]

Температура отработавших газов $T_{ог} = 723$ [К]

$Q_{ог} = 8.72 * 0.000001 * b_э * P_э / (1.31 / (1 + T_{ог} / 273)) = 0.226435$ [м³/с]

Расчет выбросов загрязняющих веществ от установки ГНБ - Robbins HDD 9015TMSC

Для выполнения горизонтально направленного бурения предусмотрена установка ГНБ - Robbins HDD 9015TMSC.

Основные используемые параметры:

- тип – дизельный;
- номинальная мощность – 205 кВт;
- удельный расход топлива при номинальной мощности, не более – 209 г/кВт ч;
- часовой расход топлива при номинальной мощности – 32,676 кг/час.

В соответствии с разделом 5 «Проект организации строительства» потребность в установке для ГНБ принята в количестве 1 штуки.

Ниже представлен расчет выбросов загрязняющих веществ от дизельного двигателя установки ГНБ Robbins HDD 9015TMS.

Расчет выбросов загрязняющих веществ выполнен по программе 'Дизель' (Версия 2.0).

Программа реализует: «Методику расчёта выделений загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок», НИИ АТМОСФЕРА, Санкт-Петербург, 2001 год.

Источник: 0003 (нумерация источников выбросов на период строительства является **условной** и по окончании строительства не учитывается)

Название: Выхлопная труба

Таблица Д.1.10 - Результаты расчётов

Код	Название вещества	Без учёта газоочистки.		Газооч.	С учётом газоочистки	
		г/сек	т/год	%	г/сек	т/год
0337	Углерод оксид	0,2050000	0,091500	0,0	0,2050000	0,091500
0301	Азот (IV) оксид (Азота диоксид)	0,1876889	0,083936	0,0	0,1876889	0,083936
2732	Керосин	0,0585714	0,026143	0,0	0,0585714	0,026143
0328	Углерод черный (Сажа)	0,0113889	0,005229	0,0	0,0113889	0,005229
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый)	0,0626389	0,027450	0,0	0,0626389	0,027450
1325	Формальдегид	0,0024405	0,001046	0,0	0,0024405	0,001046
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)	0,000000212	0,000000096	0,0	0,000000212	0,000000096
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	0,0304994	0,013640	0,0	0,0304994	0,013640
ИТОГО:						0,248944096

Нормирование выбросов оксидов азота производится в соотношении $M_{NO_2} = 0,8 * M_{NOx}$ и $M_{NO} = 0,13 * M_{NOx}$.

Расчётные формулы

До газоочистки:

Максимально-разовый выброс: $M_i = (1/3600) * e_i * P_s / X_i$ [г/с]

Валовый выброс: $W_i = (1/1000) * q_i * G_T / X_i$ [т/год]

После газоочистки:

Максимально-разовый выброс: $M_i = M_i * (1 - f/100)$ [г/с]

Валовый выброс: $W_i = W_i * (1 - f/100)$ [т/год]

Исходные данные:

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки $P_s = 205$ [кВт]

Расход топлива стационарной дизельной установкой за год $G_T = 6.1$ [т]

Коэффициент, зависящий от страны-производителя дизельной установки (X_i):

$X_{CO} = 2$; $X_{NOx} = 2.5$; $X_{SO_2} = 1$; $X_{остальные} = 3.5$.

Удельные выбросы на единицу полезной работы стационарной дизельной установки на режиме эксплуатационной мощности (e_i) [г/кВт*ч]:

Углерод оксид	Оксиды азота NOx	Керосин	Углерод черный (Сажа)	Сера диоксид (Ангидрид сернистый)	Формальдегид	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)
7.2	10.3	3.6	0.7	1.1	0.15	0.000013

Удельные выбросы на один килограмм дизельного топлива при работе стационарной дизельной установки с учетом совокупности режимов, составляющих эксплуатационный цикл (q_i) [г/кг топлива]:

Углерод оксид	Оксиды азота NOx	Керосин	Углерод черный (Сажа)	Сера диоксид (Ангидрид сернистый)	Формальдегид	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)
30	43	15	3	4.5	0.6	0.000055

Объёмный расход отработавших газов ($Q_{ог}$):

Удельный расход топлива на эксплуатационном (или номинальном) режиме работы двигателя $b_э=209$ [г/кВт*ч]

Высота источника выбросов $H=3$ [м]

Температура отработавших газов $T_{ог}=723$ [К]

$$Q_{ог}=8.72*0.000001*b_э*P_э/(1.31/(1+T_{ог}/273))=1.0405 \text{ [м}^3/\text{с]}$$

2. Расчет выбросов загрязняющих веществ от проектируемых объектов в период их эксплуатации

В данном разделе рассмотрены постоянные выбросы загрязняющих веществ от источников, проектируемых сооружений на период эксплуатации.

Для проектируемых объектов проведены следующие расчеты выбросов загрязняющих веществ (для объектов нефтепромысла - обустраиваемая эксплуатационная скважина):

постоянные технологические выбросы:

- расчет выбросов загрязняющих веществ от неорганизованных источников в результате утечек через уплотнения технологического оборудования (запорно-регулирующая арматура) (постоянные технологические выбросы);
- расчет выбросов загрязняющих веществ от дренажных емкостей.

В соответствии с:

- четвертым письмом НИИ Атмосфера № 822/33-07 от 19.10.2006 "По поводу смесей углеводородов предельных C_1-C_5 и C_6-C_{10} ";
- письмом НИИ Атмосфера № 07-2-409/10-0 от 05.05.2010г. на № 59311 от 13.04.2010 "5-е письмо о предельных углеводородах";
- письмом НИИ Атмосфера № 1-60/12-0-1 от 18.01.2012 "О кодификации предельных углеводородов при сжигании попутного нефтяного газа";
- письмом НИИ Атмосфера № 07-2-33/14-0 от 04.02.2014 "О нормировании выбросов смесей предельных углеводородов C_1-C_5 и C_6-C_{10} "
- ГН 2.1.6.3492-17 «Предельно допустимые концентрации (ПДК) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе городских и сельских поселений» (постановление Главного государственного санитарного врача Российской Федерации № 165 от 22.12.2017г.)

для предприятий топливно-энергетического комплекса выбросы предельных углеводородов следует нормировать:

- в связи с необходимостью индивидуального учета выбросов метана из смеси углеводородов, исходя из паспортных данных анализа состава сырья, выделяется метан (код 0410) ОБУВ 50 мг/м^3 ;
- при нормировании выбросов смесей углеводородов предельных C_1-C_5 (без метана), установить компонентный состав которых не представляется возможным в силу объективных технических или экономических причин, использовать $\text{ПДК}_{м.р.} = 200 \text{ мг/м}^3$ и код 0415 – класс опасности 4;
- выбросы смесей углеводородов предельных C_6-C_{10} нормировать по $\text{ПДК}_{м.р.} = 50 \text{ мг/м}^3$ и коду 0416 – класс опасности 3;
- в случае, если компонентный состав выбрасываемых углеводородных газов C_1-C_5 известен, нормировать выбросы по индивидуальным веществам (метану, этану, пропану, бутану и пентану), нормируя пропан по метану, используя временный код 0418 по ОБУВ метана - 50 мг/м^3 .

2.1. Расчет выбросов загрязняющих веществ от неорганизованных источников в результате утечек через уплотнения технологического оборудования (запорно-регулирующая арматура эксплуатационных скважин, СУДР, АГЗУ, площадок пуска / приема очистного устройства)

Устьевая арматура предназначена для герметизации устья нефтяных скважин, подвески скважинных трубопроводов, контроля и регулирования работы скважины, проведения необходимых технологических операций, перекрытия потока рабочей среды. В силу герметичности и работы в автоматическом режиме всей системы, применения на линейных сооружениях запорной арматуры класса А по ГОСТ 9544-2015, не допускающей утечек продукта, нефтепроводы в штатном режиме

эксплуатации не является источником загрязнения объектов природы и потребителем природных ресурсов.

Расчет выбросов загрязняющих веществ проведен в соответствии с РД 39-142-00 «Методикой расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования».

Величина неорганизованных выбросов в мг/сек через неподвижные уплотнения, *потерявших герметичность*, находящихся вне производственных зданий, с последующим их суммированием рассчитывается по формуле:

$$Y_{ny} = \sum_{j=1}^l Y_{nyj} = \sum_{j=1}^l \sum_{i=1}^m g_{nyj} \cdot n_i \cdot x_{nyi} \cdot c_{ji}, \quad (1)$$

- где Y_{nyj} – суммарная утечка j-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/сек;
- l – общее количество типов вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятию), шт.;
- m – общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятию), шт.;
- g_{nyj} – величина утечки j-го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/сек (принимается по приложению 1 «Методики расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования» РД 39-142-00);
- n_i – число неподвижных уплотнений на потоке i-го вида, шт.;
- x_{nyi} – доля уплотнений на потоке i-го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (принимается по приложению 1 «Методики расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования» РД 39-142-00);
- c_{ji} – массовая концентрация вредного компонента j-го типа в i-м потоке в долях единицы.

В соответствии с «Методическим пособием по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух. (Дополненное и переработанное)». С-Пб., 2012 г. при использовании расчетных методов валовые (годовые) значения выделившейся от источников выделения и выброшенной из источника загрязнения атмосферы массы загрязняющих веществ, $M_{год}$ (т/год), определены по формуле (1.14):

$$M_{год} = M_{ч} \cdot t_{раб} \cdot 10^{-6}$$

- где $M_{ч}$ – расчетное значение выделений и выбросов рассматриваемого загрязняющего вещества (г/час);
- $t_{раб}$ – продолжительность (в часах) работы источника выделения или источника загрязнения атмосферы в течение года.

$$M_{ч} = Y \cdot 3600 / 1000$$

- где Y – суммарная утечка j-го вредного компонента через подвижные (или неподвижные) соединения в целом по установке (предприятию), мг/сек (см. формулы (1) и (2) приведены выше).

В соответствии с п. 1.5. «Методики расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования» РД 39-142-00 принимаем полное испарение утечки и попадание всего выброса в атмосферу.

Исходные данные и результаты расчета выбросов загрязняющих веществ от неорганизованных источников в результате утечек приведены в таблицах Д.2.1. – Д.2.2.

Таблица Д.2.1 - Исходные данные и результаты расчета выбросов загрязняющих веществ от неорганизованных источников вновь проектируемого оборудования

Номер источника выброса	Площадки, технологические потоки	Количество источников, шт.	Кол-во рабочих часов, час/год	Среда	Количество источников в выделении, шт		Расчетная доля уплотнений потерявших герметичность		Расчетная величина утечки, мг/сек		Общая величина на утечки, мг/сек	Газовый фактор, м3/т	Плотность газа, кг/м3	Количество выделившегося газа		Наименование загрязняющих веществ, (код)	Содержание, масс. %	Выброс загрязняющих веществ (на одну скважину или АГЗУ)	
					фланцы	ЗРА	фланцы	ЗРА	фланцы	ЗРА				м3/сек	г/сек			г/сек	т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Ишуевское месторождение																			
6001	Площадка скважины № 443 (продукция скважины пласт Т1)	1	8760	двухфазная (нефть + газ)	30	11	0,05	0,365	0,11	3,61	14,6592	41	1,5643	6,01E-07	0,000940	Метан (код 410)	9,90	0,000093	0,002936
																Этан (код 417)	23,86	0,000224	0,007076
																Пропан (код 418)	30,70	0,000289	0,009103
																Бутан (код 402)	13,31	0,000125	0,003945
																Пентан (код 405)	5,58	0,000052	0,001655
																Углеводороды предельные С6-С10 (код 416)	2,53	0,000024	0,000751
6002	Площадка узла приема очистного устройства от скважины № 443 (продукция скважин пласт Т1) (расположен в районе существующей АГЗУ-5)	1	8760	двухфазная (нефть + газ)	8	3	0,05	0,365	0,11	3,61	3,99695	41	1,5643	1,64E-07	0,000256	Сероводород (код 0333)	0,58	0,000005	0,000172
																Метан (код 410)	9,90	0,000025	0,000801
																Этан (код 417)	23,86	0,000061	0,001929
																Пропан (код 418)	30,70	0,000079	0,002482
																Бутан (код 402)	13,31	0,000034	0,001076
																Пентан (код 405)	5,58	0,000014	0,000451
Углеводороды предельные С6-С10 (код 416)	2,53	0,000006	0,000205																
																Сероводород (код 0333)	0,58	0,000001	0,000047

Примечание - В соответствии с заданием на проектирование добыча нефти предполагается с пласта Т₁. В данном Проекте состав выбросов от добывающих скважин идентифицирован по компонентному составу добываемой продукции. Выбросы приведены на 1 скважину (площадку и т. д.).

Таблица Д.2.2 - Исходные данные и результаты расчета выбросов загрязняющих веществ от неорганизованных источников СУДР

Номер источника выброса	Площадки, технологические потоки	Количество источников выделения (на одну установку дозирования), шт				Расчетная доля уплотнений потерявших герметичность				Расчетная величина утечки, мг/сек				Общая величина утечки, мг/сек	Компонентный состав	Состав жидкости, масс. доли	Наименование загрязняющих веществ (код)	Количество вредных выбросов в атмосферу от одной установки дозирования	
		фланцы	ЗРА	бессальниковые соед.	торцевые уплотнения	фланцы	ЗРА	бессальниковые соед.	торцевые уплотнения	фланцы	ЗРА	бессальниковые соед.	торцевые уплотнения					г/сек	т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
6001	Площадка СУДР (на площадке скважины № 443)	12	8	2	1	0,05	0,365	0,638	0,638	0,11	3,61	5,56	22,22	31,87812	Метанол	0,15	Метанол (код 1052)	0,004782	0,150796
															Толуол	0,1	Толуол (код 0621)	0,003188	0,100531
															Бензин	0,3	Бензин (код 2704)	0,009563	0,301593
															Керосин	0,45	Керосин (код 2732)	0,014345	0,452389

Примечание - В расчете принят тот же ингибитор, что и используется по цеху добычи нефти и газа, к которому относится Ишуевское месторождение (ЦДНГ-2). Выбросы приведены на 1 скважину (площадку и т. д.).

2.2. Расчет выбросов загрязняющих веществ от дренажных емкостей камер пуска/приема очистного устройства

Для удаления отложений АСПО проектом предусмотрена установка камер пуска / приема очистных устройств МКПУ, МКПР на выкидном трубопроводе от проектируемой скважины № 443 до АГЗУ-5 (существующая).

Малогабаритные камеры пуска и приема внутритрубных поточных средств очистки и диагностики (МКПУ, МКПР) предназначены для очистки, диагностики, герметизации и пропуска разделительных устройств на линейной части трубопровода.

Камера пуска МКПУ устанавливается в начале трассы на проектируемом выкидном трубопроводе от проектируемой скважины № 443 до АГЗУ-5 (существующая) со сбором дренажа в проектируемую дренажную емкость ЕД-1 ($V = 1,5 \text{ м}^3$). Камеры приема МКПР предусматривается в конце трассы проектируемого выкидного трубопровода от проектируемой скважины № 443 до АГЗУ-5 (существующая) в районе площадки АГЗУ-5 со сбором дренажа в проектируемую дренажную емкость ЕД-2 ($V = 1,5 \text{ м}^3$).

Камера пуска предназначена для запуска очистных устройств - скребков в трубопровод. Движение очистного устройства по трубопроводу осуществляется за счет давления перекачиваемой жидкости.

Узел приема предназначен для приема очистных скребков после прохода по трубопроводу, сбора части АСПО и механических примесей.

Каждый комплекс оборудования для очистки внутренней полости нефтепровода содержит:

- камеру пуска очистного устройства;
- камеру приема очистного устройства;
- технологическую обвязку камер пуска и приема с запорной арматурой;
- емкости дренажные для сбора дренажа с проектных камер пуска и приема очистного устройства.

Камеры пуска и приема очистных устройств располагаются на площадках с трюбованным щебеночным покрытием.

Перед запуском очистного устройства производится освобождение камеры пуска от нефти в дренажную емкость, затем в камеру запуска помещается ОУ и закрывается концевой затвор. После получения сигнала о входе ОУ в камеру приема, задвижками отключают камеру от трубопровода, и извлечение ОУ из камеры приема производится после сброса давления и слива нефти и продуктов зачистки в дренажную емкость. Для отвода дренажа с проектируемой скважины № 443 с камеры пуска МКПУ очистного устройства, предусматривается дренажная емкость ЕД-1 объемом $1,5 \text{ м}^3$ типа ЕП-1,5-1300-1-Т1-К0-С0, установленная на площадке проектируемой скважины № 443. Для отвода дренажа с камеры приема МКПР очистного устройства, предусматривается дренажная емкость ЕД-2, объемом $1,5 \text{ м}^3$ типа ЕП1,5-1300-1-Т1-К0-С0, установленная в районе АГЗУ-5 (существующая).

По мере заполнения, содержимое емкостей дренажа нефти и сбора продуктов очистки нефтепровода откачивается с помощью передвижных агрегатов. Рекомендуемая цикличность пропуска очистных устройств по выкидному трубопроводу - 1 раз в 1,5 месяца.

Выброс загрязняющих веществ в атмосферу из дренажных емкостей возможен при их заполнении при сливе нефти из камер запуска и приема ОУ, а также при хранении нефти в дренажных емкостях до откачивания передвижным агрегатом.

Объем газа, выбрасываемого в атмосферу, при сливе нефти из камер запуска/приема определен на основании СТО Газпром 11-2005 «Методические указания по расчету валовых выбросов углеводородов (суммарно) в атмосферу ОАО «Газпром» по формуле:

$$V_{пр}^{жс} = V_{жс} \cdot \Gamma,$$

где $V_{жс}$ – объем жидкости, слитой из аппарата, м^3 (определен в соответствии с технологическими решениями (рабочий объем камеры запуска/приема));

Γ – газовый фактор жидких продуктов (количество газа, растворенного в жидкости, т.е. объем газообразных углеводородов, выделившихся из 1 м^3 сливаемой жидкости), $\text{м}^3/\text{м}^3$;

В расчетах концентраций загрязняющих веществ в атмосферном воздухе с применением «Методы расчета рассеивания выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферном воздухе» (утверждены приказом Минприроды России от 06.06.2017 № 273) в соответствии с пунктом 5.4. должны

использоваться мощности выбросов ЗВ в атмосферу, М (г/с) при времени осреднения 20 – 30 минут. Это требование относится к выбросам ЗВ, продолжительность, Т, которых меньше 20-ти минут (1200 секунд).

$$T (с) < 1200 \quad (1.1.)$$

Для таких выбросов значение мощности, М (г/с), определяется следующим образом:

$$M = Q/1200 \quad (1.2.)$$

где

Q (г) - суммарная масса ЗВ, выброшенная в атмосферу из рассматриваемого источника загрязнения атмосферы в течение времени его действия (Т).

Исходные данные и результаты расчета залповых выбросов при сливе нефти с камер пуска / приема приведены в таблицах Д.2.3 – Д.2.6.

Таблица Д.2.3 - Расчет выбросов загрязняющих веществ от дренажной емкости (дренаж с камеры запуска очистного устройства)

Показатели	Обозначения в формулах	Единицы измерения	Значения показателей
Исходные данные			
Номер источника выброса			.0001
Дренажная емкость			ЕД-1
Максимальный объем жидкости, слитой из аппарата (камеры запуска/приема)	Vж	м3	0,0056
Плотность нефти		т/м3	0,8404
Плотность газа		кг/м3	1,564
Газовый фактор (количество газа, растворенного в жидкости, т.е. объем газообразных углеводородов, выделившихся из 1 т сливаемой жидкости)	Г	м3/т	41,00
Объем выделившегося газа за одну операцию слива жидкости	Vжпр	м3	0,193
Объемный расход	Vжпр	м3/сек	0,0001
Кол-во операций в год		раз/год	8
Время выброса		сек	300
Фактическая объемная скорость выброса		м3/сек	0,0006
Результаты расчетов:			
Максимальные выбросы		г/с	0,167523
Годовые выбросы		т/год	0,002412

Таблица Д.2.4 - Идентификация состава выбросов от дренажной емкости (дренаж с камеры запуска очистного устройства)

Наименование загрязняющих веществ (код)	Концентрация в парах, % масс.	Значения выбросов	
		Источник № 0001	
		мгновенные, г/с	валовые, т/год
Метан (код 0410)	9,904	0,016591	0,000239
Этан (код 0417)	23,865	0,039979	0,000576
Пропан (код 0418)	30,702	0,051433	0,000741
Бутан (код 0402)	13,306	0,022291	0,000321
Пентан (код 0405)	5,582	0,009352	0,000135
Углеводороды предельные С6-С10 (код 0416)	2,532	0,004243	0,000061
Сероводород (код 0333)	0,580	0,000972	0,000014

Таблица Д.2.5 - Расчет выбросов загрязняющих веществ от дренажной емкости (дренаж с камеры приема очистного устройства)

Показатели	Обозначения в формулах	Единицы измерения	Значения показателей
Исходные данные			
Номер источника выброса			.0002
Дренажная емкость			ЕД-2
Максимальный объем жидкости, слитой из аппарата (камеры запуска/приема)	Vж	м3	0,00559

Показатели	Обозначения в формулах	Единицы измерения	Значения показателей
Плотность нефти		т/м ³	0,8404
Плотность газа		кг/м ³	1,564
Газовый фактор (количество газа, растворенного в жидкости, т.е. объем газообразных углеводородов, выделившихся из 1 т сливаемой жидкости)	Г	м ³ /т	41,00
Объем выделившегося газа за одну операцию слива жидкости	V _{жпр}	м ³	0,193
Объемный расход	V _{жпр}	м ³ /сек	0,0001
Количество операций в год		раз/год	78
Время выброса		сек	300
Фактическая объемная скорость выброса		м ³ /сек	0,0006
Результаты расчетов:			
Максимальные выбросы		г/с	0,167523
Годовые выбросы		т/год	0,023658

Таблица Д.2.6 - Идентификация состава выбросов от дренажной емкости (дренаж с камеры приема очистного устройства)

Наименование загрязняющих веществ (код)	Концентрация в парах, % масс.	Значения выбросов	
		Источник № 0002	
		мгновенные, г/с	валовые, т/год
Метан (код 0410)	9,904	0,016591	0,002343
Этан (код 0417)	23,865	0,039979	0,005646
Пропан (код 0418)	30,702	0,051433	0,007264
Бутан (код 0402)	13,306	0,022291	0,003148
Пентан (код 0405)	5,582	0,009352	0,001321
Углеводороды предельные С6-С10 (код 0416)	2,532	0,004243	0,000599
Сероводород (код 0333)	0,580	0,000972	0,000137

Расчет выбросов загрязняющих веществ при хранении нефти в дренажных емкостях проведен в соответствии с «Методическими указаниями по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров». Новополоцк, 1997 и Дополнениями к «Методическим указаниям по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров (Новополоцк, 1997)». СПб., 1999.

Выбросы *i*-го компонента паров жидкости рассчитываются по формуле:

- максимальные выбросы (M_i г/с)

$$M_i = \frac{0,445 \cdot P_{ii} \cdot X_i \cdot K_p^{\max} \cdot K_B \cdot V_x^{\max}}{10^2 \cdot \sum (X_i : m_i) \cdot (273 + t_{ж}^{\max})} \quad (5.4.1)$$

- годовые выбросы (G_i , т/год)

$$G_i = \frac{0,160 \cdot (P_{ii}^{\max} \cdot K_B + P_{ii}^{\min}) \cdot X_i \cdot K_p^{cp} \cdot K_{об} \cdot B \cdot \sum (X_i : \rho_i)}{10^4 \cdot \sum (X_i : m_i) \cdot (546 + t_{ж}^{\max} + t_{ж}^{\min})} \quad (5.4.2)$$

где $t_{ж}^{\min}$, $t_{ж}^{\max}$ - минимальная и максимальная температура жидкости в резервуаре соответственно, °С (см. расчетную таблицу);

V_x^{\max} - максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуаров во время его закачки, м³/час (см. расчетную таблицу);

B - количество жидкости, закачиваемое в резервуар в течение года, т/год (см. расчетную таблицу).

P_{ii}^{\min} , P_{ii}^{\max} - давление насыщенных паров *i*-го компонента при минимальной и максимальной температурах жидкости соответственно, мм. рт. ст.

$$P_i = 10^{\left(A - \frac{B}{273 + t_{ж}} \right)}$$

где А, В - константы, зависящие от природы вещества, определяются по приложению 3 «Методических указаний по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров».

m_i - молекулярная масса паров жидкости;

$\rho_{ж}$ - плотность жидкости, т/м³;

X_i - массовая доля вещества;

K_p^{cp} , K_p^{max} - опытные коэффициенты, принимаются по Приложению 8 «Методических указаний по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров» (значения представлены в таблице);

K_b - опытный коэффициент, принимается по Приложению 9 «Методических указаний по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров» (значение представлено в таблице);

$K_{об}$ - коэффициент принимается по Приложению 10 «Методических указаний по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров».

Значение $K_{об}$ зависит от годовой оборачиваемости резервуаров (n):

$$n = \frac{B}{\rho_{ж} \cdot V_p \cdot N_p}$$

где V_p - объем одноцелевого резервуара, м³ (см. таблицу);

N_p - количество резервуаров, шт. (см. таблицу).

Исходные данные и результаты расчета выбросов ЗВ от дренажных емкостей камер приема / пуска ОУ приведены в таблицах Д.2.7 – Д.2.10.

Таблица Д.2.7 - Расчет выбросов загрязняющих веществ от дренажной емкости при хранении (камера запуска очистного устройства)

№ п/п	Показатели	Обозначения в формулах	Единицы измерения	Значения показателей
1	2	3	4	5
1	Номер источника выброса			.0001
2	Дренажная емкость			ЕД-1
3	Диаметр "воздушки"		м	0,049
4	Высота "воздушки"		м	3
5	Температура жидкости в емкости (max)	$t_{ж}$	0С	28,0
6	Температура жидкости в емкости (min)	$t_{ж}$	0С	-17,4
7	Количество жидкости, закачиваемое в резервуар в течение года	B	т/год	0,038
8	Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуаров во время его закачки	$V_{ч, max}$	м ³ /час	0,0056
9	Объем одноцелевого резервуара	V_p	м ³	1,5
10	Количество резервуаров	N_p	шт.	1
11	Опытный коэффициент	K_p^{max}	Принимается по приложению 8 МУ по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров, 1999 год	0,80
12	Опытный коэффициент	K_p^{cp}		0,56
13	Годовая оборачиваемость резервуара	n	формула 5.1.8. МУ по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров, 1999 год	0,030

№ п/п	Показатели	Обозначения в формулах	Единицы измерения	Значения показателей	
1	2	3	4	5	
14	Коэффициент оборачиваемости	Коб	Принимается по приложению 10 МУ по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров, 1999 год	2,50	
15	Давление паров при максимальной температуре	Pi	мм. рт. ст. (формула 5.1.2. МУ по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров, 1999 год)	метан	192992,97
				этан	33188,57
				пропан	7642,92
				бутаны	2013,00
				пентаны	575,81
				гексан	174,51
				гептаны	53,47
				октаны	16,62
				нонан и выше	6,61
сероводород	39386,63				
16	Давление паров при минимальной температуре	Pi	мм. рт. ст. (формула 5.1.2. МУ по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров, 1999 год)	метан	110493,47
				этан	11170,76
				пропан	2009,97
				бутаны	385,26
				пентаны	78,64
				гексан	16,78
				гептаны	3,61
				октаны	0,76
				нонан и выше	0,22
сероводород	7976,27				
18	Опытный коэффициент	Кв	Принимается по приложению 9 МУ по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров, 1999 год	метан	2,32
				этан	2,32
				пропан	2,32
				бутаны	2,32
				пентаны	1,00
				гексан	1,00
				гептаны	1,00
				октаны	1,00
				нонан и выше	1,00
сероводород	2,32				
19		Xi/pi		метан	3,3470
				этан	6,7094
				пропан	9,8463
				бутаны	7,0329
				пентаны	7,4809
				гексан	9,7663
				гептаны	9,3219
				октаны	90,9002
				нонан и выше	0,0000
сероводород	0,0890				
	сумма	144,4939			
20		Xi/mi		метан	0,0887
				этан	0,1218
				пропан	0,1300
				бутаны	0,0701
				пентаны	0,0669
				гексан	0,0750
				гептаны	0,0653
октаны	0,5729				

№ п/п	Показатели	Обозначения в формулах	Единицы измерения	Значения показателей	
1	2	3	4	5	
			нонан и выше	0,0000	
			сероводород	0,0025	
			сумма	1,1932	
21	Результаты расчетов:				
22	Максимальные выбросы	Mi	г/с (формула 5.4.1. МУ по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров, 1999 год)	метан	0,0003532
				этан	0,0001564
				пропан	0,0000563
				бутаны	0,0000105
				пентаны	0,0000015
				гексан	0,0000006
				гептаны	0,0000002
				октаны	0,0000006
				нонан и выше	0,0000000
сероводород	0,0000043				
23	Годовые выбросы	Gi	т/год (формула 5.4.2. МУ по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров, 1999 год)	метан	0,0014556
				этан	0,0005921
				пропан	0,0002074
				бутаны	0,0000377
				пентаны	0,0000058
				гексан	0,0000023
				гептаны	0,0000007
				октаны	0,0000021
				нонан и выше	0,0000000
сероводород	0,0000156				

Таблица Д.2.8 - Идентификация состава выбросов от дренажной емкости (дренаж с камеры запуска очистного устройства)

№ п/п	Наименование загрязняющих веществ (код)	Значения выбросов	
		Источник № 0001	
		мгновенные, г/с	валовые, т/год
1	Метан (код 0410)	0,000353	0,001456
2	Этан (код 0417)	0,000156	0,000592
3	Пропан (код 0418)	0,000056	0,000207
4	Бутан (код 0402)	0,000011	0,000038
5	Пентан (код 0405)	0,000002	0,000006
6	Углеводороды предельные C6-C10 (код 0416)	0,000001	0,000005
7	Сероводород (код 0333)	0,000004	0,000016

Таблица Д.2.9 - Расчет выбросов загрязняющих веществ от дренажной емкости при хранении (дренаж с камеры приема очистного устройства)

№ п/п	Показатели	Обозначения в формулах	Единицы измерения	Значения показателей
1	2	3	4	5
1	Номер источника выброса			.0002
2	Дренажная емкость			ЕД-2
3	Диаметр "воздушки"		м	0,049
4	Высота "воздушки"		м	3
5	Температура жидкости в емкости (max)	tж	0С	28,0
6	Температура жидкости в емкости (min)	tж	0С	-17,4
7	Количество жидкости, закачиваемое в резервуар в течение года	V	т/год	0,368880
8	Максимальный объем	Vч, max	м3/час	0,0056

ПРИЛОЖЕНИЯ

№ п/п	Показатели	Обозначения в формулах	Единицы измерения	Значения показателей	
1	2	3	4	5	
	паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуаров во время его заправки				
9	Объем одноцелевого резервуара	V_p	м ³	1,5	
10	Количество резервуаров	N_p	шт.	1	
11	Опытный коэффициент	$K_p \max$	Принимается по приложению 8 МУ по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров, 1999 год	0,80	
12	Опытный коэффициент	$K_p \text{ ср}$		0,56	
13	Годовая оборачиваемость резервуара	n	формула 5.1.8. МУ по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров, 1999 год	0,29	
14	Коэффициент оборачиваемости	$K_{об}$	Принимается по приложению 10 МУ по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров, 1999 год	2,50	
15	Давление паров при максимальной температуре	P_i	мм. рт. ст. (формула 5.1.2. МУ по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров, 1999 год)	метан	192992,97
				этан	33188,57
				пропан	7642,92
				бутаны	2013,00
				пентаны	575,81
				гексан	174,51
				гептаны	53,47
				октаны	16,62
				нонан и выше	6,61
сероводород	39386,63				
16	Давление паров при минимальной температуре	P_i	мм. рт. ст. (формула 5.1.2. МУ по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров, 1999 год)	метан	110493,47
				этан	11170,76
				пропан	2009,97
				бутаны	385,26
				пентаны	78,64
				гексан	16,78
				гептаны	3,61
				октаны	0,76
				нонан и выше	0,22
сероводород	7976,27				
17	Опытный коэффициент	K_v	Принимается по приложению 9 МУ по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров, 1999 год	метан	2,32
				этан	2,32
				пропан	2,32
				бутаны	2,32
				пентаны	1,00
				гексан	1,00
				гептаны	1,00
				октаны	1,00
				нонан и выше	1,00
сероводород	2,32				
18		X_i/p_i		метан	3,3470
				этан	6,7094
				пропан	9,8463
				бутаны	7,0329
				пентаны	7,4809
				гексан	9,7663
гептаны	9,3219				

№ п/п	Показатели	Обозначения в формулах	Единицы измерения	Значения показателей	
1	2	3	4	5	
				октаны	90,9002
				нонан и выше	0,0000
				сероводород	0,0890
				сумма	144,4939
19		Xi/mi		метан	0,0887
				этан	0,1218
				пропан	0,1300
				бутаны	0,0701
				пентаны	0,0669
				гексан	0,0750
				гептаны	0,0653
				октаны	0,5729
				нонан и выше	0,0000
				сероводород	0,0025
			сумма	1,1932	
20	Результаты расчетов:				
21	Максимальные выбросы	Mi	г/с (формула 5.4.1. МУ по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров, 1999 год)	метан	0,0003532
				этан	0,0001564
				пропан	0,0000563
				бутаны	0,0000105
				пентаны	0,0000015
				гексан	0,0000006
				гептаны	0,0000002
				октаны	0,0000006
				нонан и выше	0,0000000
				сероводород	0,0000043
22	Годовые выбросы	Gi	т/год (формула 5.4.2. МУ по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров, 1999 год)	метан	0,0142754
				этан	0,0058065
				пропан	0,0020338
				бутаны	0,0003701
				пентаны	0,0000568
				гексан	0,0000222
				гептаны	0,0000067
				октаны	0,0000204
				нонан и выше	0,0000000
				сероводород	0,0001526

Таблица Д.2.10 - Идентификация состава выбросов от дренажной емкости (дренаж с камеры приема очистного устройства)

№ п/п	Наименование загрязняющих веществ (код)	Значения выбросов	
		Источник № 0002	
		мгновенные, г/с	валовые, т/год
1	Метан (код 0410)	0,000353	0,014275
2	Этан (код 0417)	0,000156	0,005806
3	Пропан (код 0418)	0,000056	0,002034
4	Бутан (код 0402)	0,000011	0,000370
5	Пентан (код 0405)	0,000002	0,000057
6	Углеводороды предельные C6-C10 (код 0416)	0,000001	0,000049
7	Сероводород (код 0333)	0,0000043	0,000153

Результаты расчета выбросов ЗВ от дренажных емкостей камер запуска / приема ОУ приведены в таблицах Д.2.11 – Д.2.12.

Таблица Д.2.11 - Результаты расчета выбросов ЗВ от дренажной емкости камеры запуска очистного устройства

Номер источника выброса	Наименование загрязняющих веществ (код)	Значения выбросов	
		мгновенные, г/с	валовые, т/год
Источник № 0001	Метан (код 0410)	0,016944	0,001695
	Этан (код 0417)	0,040135	0,001168
	Пропан (код 0418)	0,051489	0,000948
	Бутан (код 0402)	0,022301	0,000359
	Пентан (код 0405)	0,009353	0,000140
	Углеводороды предельные С6-С10 (код 0416)	0,004244	0,000066
	Сероводород (код 0333)	0,000977	0,000030
Итого:		0,145444	0,004405

Таблица Д.2.12 - Результаты расчета выбросов ЗВ от дренажной емкости камеры приема очистного устройства

Номер источника выброса	Наименование загрязняющих веществ (код)	Значения выбросов	
		мгновенные, г/с	валовые, т/год
Источник № 0002	Метан (код 0410)	0,016944	0,016618
	Этан (код 0417)	0,040135	0,011453
	Пропан (код 0418)	0,051489	0,009297
	Бутан (код 0402)	0,022301	0,003518
	Пентан (код 0405)	0,009353	0,001378
	Углеводороды предельные С6-С10 (код 0416)	0,004244	0,000648
	Сероводород (код 0333)	0,000977	0,000290
Итого:		0,145444	0,043202

Приложение Е Исходные данные и результаты расчета рассеивания загрязняющих веществ (вариант 1)

УПРЗА «ЭКОЛОГ», версия 4.60 Copyright © 1990-2019 ФИРМА «ИНТЕГРАЛ»

Программа зарегистрирована на: ООО "СамараНИПИнефть"
Регистрационный номер: 01-01-1542

Предприятие: 132, 6025П Ишувское (все)

Город: 24, Ишувское

Район: 1, Курманаевский

ВИД: 1, Существующее положение

ВР: 1, Вариант № 1

Расчетные константы: S=999999,99

Расчет: «Расчет рассеивания по МРР-2017» (лето)

Метеорологические параметры

Расчетная температура наиболее холодного месяца, °С:	-17,4
Расчетная температура наиболее теплого месяца, °С:	28
Коэффициент А, зависящий от температурной стратификации атмосферы:	160
U* – скорость ветра, наблюдаемая на данной местности, повторяемость превышения которой находится в пределах 5%, м/с:	9
Плотность атмосферного воздуха, кг/м ³ :	1,29
Скорость звука, м/с:	331

Структура предприятия (площадки, цеха)

1 - Ишувское месторождение
1 - Нефтепромысел
2 - Строительная площадка
3 - Нефтепромысел по 6025П

Параметры источников выбросов

Учет:

"%" - источник учитывается с исключением из фона;

"+" - источник учитывается без исключения из

фона;

"-" - источник не учитывается и его вклад

исключается из фона.

При отсутствии отметок источник не учитывается.

* - источник имеет дополнительные параметры

Типы источников:

1 - Точечный;

2 - Линейный;

3 - Неорганизованный;

4 - Совокупность точечных источников;

5 - С зависимостью массы выброса от скорости ветра;

6 - Точечный, с зонтом или выбросом горизонтально;

7 - Совокупность точечных (зонт или выброс вбок);

8 - Автомагистраль (неорганизованный линейный);

9 - Точечный, с выбросом вбок;

10 - Свеча.

№ ист.	Учет ист.	Вар.	Тип	Наименование источника	Высота ист. (м)	Диаметр устья (м)	Объем ГВС (куб.м/с)	Скорость ГВС (м/с)	Темп. ГВС (°С)	Коэф. рел.	Координаты		Ширина ист. (м)
											X1, (м)	X2, (м)	
											Y1, (м)	Y2, (м)	
№ пл.: 1, № цеха: 2													
1	+	1	1	Выхлопная труба (дизельной электростанции ЭД-	5	0,050	0,352	179,102	400,000	1	0,00	0,00	0,000
											0,00	0,00	

Код в-ва	Наименование вещества	Выброс			Лето			Зима		
		г/с	т/г	F	См/ПДК	Xm	Um	См/ПДК	Xm	Um
0301	Азота диоксид (Азот (IV) оксид)	0,151067	0,460960	1	0,251	122,071	5,122	0,251	122,071	5,122
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	0,024548	0,074906	1	0,020	122,071	5,122	0,020	122,071	5,122
0328	Углерод (Сажа)	0,012833	0,040200	1	0,028	122,071	5,122	0,028	122,071	5,122
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый)	0,020167	0,060300	1	0,013	122,071	5,122	0,013	122,071	5,122

ПРИЛОЖЕНИЯ

0337				Углерод оксид	0,132000	0,402000	1	0,009	122,071	5,122	0,009	122,071	5,122	
0703				Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)	2,380000E-07	7,370000E-07	1	0,008	122,071	5,122	0,008	122,071	5,122	
1325				Формальдегид	0,002750	0,008040	1	0,018	122,071	5,122	0,018	122,071	5,122	
2732				Керосин	0,066000	0,201000	1	0,018	122,071	5,122	0,018	122,071	5,122	
2	+	1	1	Выхлопная труба (дизельный сварочный агрегат)	3	0,050		0,226	115,322	450,000	1	10,00	0,00	0,000
												10,00	0,00	
Код в-ва				Наименование вещества	Выброс		F	Лето			Зима			
					г/с	т/г		См/ПДК	Xm	Um	См/ПДК	Xm	Um	
0301				Азота диоксид (Азот (IV) оксид)	0,084689	0,087032	1	0,432	75,874	5,497	0,432	75,874	5,497	
0304				Азот (II) оксид (Азота оксид)	0,013762	0,014143	1	0,035	75,874	5,497	0,035	75,874	5,497	
0328				Углерод (Сажа)	0,007194	0,007590	1	0,049	75,874	5,497	0,049	75,874	5,497	
0330				Сера диоксид (Ангидрид сернистый)	0,011306	0,011385	1	0,023	75,874	5,497	0,023	75,874	5,497	
0337				Углерод оксид	0,074000	0,075900	1	0,015	75,874	5,497	0,015	75,874	5,497	
0703				Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)	1,340000E-07	1,390000E-07	1	0,004	75,874	5,497	0,004	75,874	5,497	
1325				Формальдегид	0,001542	0,001518	1	0,031	75,874	5,497	0,031	75,874	5,497	
2732				Керосин	0,037000	0,037950	1	0,031	75,874	5,497	0,031	75,874	5,497	
3	+	1	1	Выхлопная труба (установка ГНБ Robbins)	3	0,070		1,041	270,369	450,000	1	-6083,00	0,00	0,000
												3564,00	0,00	
Код в-ва				Наименование вещества	Выброс		F	Лето			Зима			
					г/с	т/г		См/ПДК	Xm	Um	См/ПДК	Xm	Um	
0301				Азота диоксид (Азот (IV) оксид)	0,187689	0,083936	1	0,292	137,461	18,043	0,292	137,461	18,043	
0304				Азот (II) оксид (Азота оксид)	0,030499	0,013640	1	0,024	137,461	18,043	0,024	137,461	18,043	
0328				Углерод (Сажа)	0,011389	0,005229	1	0,024	137,461	18,043	0,024	137,461	18,043	
0330				Сера диоксид (Ангидрид сернистый)	0,062639	0,027450	1	0,039	137,461	18,043	0,039	137,461	18,043	
0337				Углерод оксид	0,205000	0,091500	1	0,013	137,461	18,043	0,013	137,461	18,043	
0703				Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)	2,120000E-07	9,600000E-08	1	0,001	137,461	18,043	0,001	137,461	18,043	
1325				Формальдегид	0,002441	0,001046	1	0,015	137,461	18,043	0,015	137,461	18,043	
2732				Керосин	0,058571	0,026143	1	0,015	137,461	18,043	0,015	137,461	18,043	
6001	+	1	3	Неорганизованный (строительная техника + автотранспорт)	5	0,000		0,000	0,000	0,000	1	0,00	10,00	10,000
												5,00	5,00	
Код в-ва				Наименование вещества	Выброс		F	Лето			Зима			
					г/с	т/г		См/ПДК	Xm	Um	См/ПДК	Xm	Um	
0301				Азота диоксид (Азот (IV) оксид)	0,018945	0,015721	1	0,319	28,500	0,500	0,319	28,500	0,500	
0304				Азот (II) оксид (Азота оксид)	0,003079	0,002555	1	0,026	28,500	0,500	0,026	28,500	0,500	
0328				Углерод (Сажа)	0,002625	0,002145	1	0,059	28,500	0,500	0,059	28,500	0,500	
0330				Сера диоксид (Ангидрид сернистый)	0,002243	0,001892	1	0,015	28,500	0,500	0,015	28,500	0,500	
0337				Углерод оксид	0,022958	0,019569	1	0,015	28,500	0,500	0,015	28,500	0,500	
2732				Керосин	0,005181	0,004329	1	0,015	28,500	0,500	0,015	28,500	0,500	
6002	+	1	3	Неорганизованный (пост сварочных работ)	5	0,000		0,000	0,000	0,000	1	0,00	10,00	10,000
												5,00	5,00	
Код в-ва				Наименование вещества	Выброс		F	Лето			Зима			
					г/с	т/г		См/ПДК	Xm	Um	См/ПДК	Xm	Um	
0123				диЖелезо триоксид (Железа оксид) (в пересчете на железо)	0,001007	0,001636	1	0,004	28,500	0,500	0,004	28,500	0,500	
0143				Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид)	0,000087	0,000141	1	0,029	28,500	0,500	0,029	28,500	0,500	
0301				Азота диоксид (Азот (IV) оксид)	0,000283	0,000459	1	0,005	28,500	0,500	0,005	28,500	0,500	
0304				Азот (II) оксид (Азота оксид)	0,000046	0,000075	1	0,000	28,500	0,500	0,000	28,500	0,500	
0337				Углерод оксид	0,003133	0,005087	1	0,002	28,500	0,500	0,002	28,500	0,500	
0342				Фториды газообразные	0,000177	0,000287	1	0,030	28,500	0,500	0,030	28,500	0,500	
0344				Фториды плохо растворимые	0,000311	0,000505	1	0,005	28,500	0,500	0,005	28,500	0,500	
2908				Пыль неорганическая: 70-20% SiO2	0,000132	0,000214	1	0,001	28,500	0,500	0,001	28,500	0,500	
6003	+	1	3	Неорганизованный (пост антикоррозионной)	2	0,000		0,000	0,000	0,000	1	0,00	10,00	10,000
												5,00	5,00	

ПРИЛОЖЕНИЯ

Код в-ва	Наименование вещества	Выброс		F	Лето			Зима		
		г/с	т/г		См/ПДК	Xm	Um	См/ПДК	Xm	Um
0616	Диметилбензол (Ксилол) (смесь	0,004109	0,013018	1	0,587	11,400	0,500	0,587	11,400	0,500
2752	Уайт-спирит	0,003050	0,009662	1	0,087	11,400	0,500	0,087	11,400	0,500
2902	Взвешенные вещества	0,001261	0,003996	1	0,072	11,400	0,500	0,072	11,400	0,500

Посты измерения фоновых концентраций

№ поста	Наименование	Координаты (м)	
		X	Y
1	Бобровка	800,00	5500,00

Код в-ва	Наименование вещества	Максимальная концентрация *					Средняя концентрация *
		Штиль	Север	Восток	Юг	Запад	
0301	Азота диоксид (Азот (IV) оксид)	0,023	0,023	0,023	0,023	0,023	0,000
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,000
0328	Углерод (Сажа)	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,000
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый)	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,000
0333	Дигидросульфид (Сероводород)	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,000
0337	Углерод оксид	1,400	1,400	1,400	1,400	1,400	0,000
0402	Бутан	1,480	1,480	1,480	1,480	1,480	0,000
0405	Пентан	1,480	1,480	1,480	1,480	1,480	0,000
0410	Метан	1,480	1,480	1,480	1,480	1,480	0,000
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,000
0417	Этан	1,480	1,480	1,480	1,480	1,480	0,000
0418	Пропан	1,480	1,480	1,480	1,480	1,480	0,000
0602	Бензол	0,011	0,011	0,011	0,011	0,011	0,000
0616	Диметилбензол (Ксилол) (смесь изомеров о-, м-, п-)	0,024	0,024	0,024	0,024	0,024	0,000
0621	Метилбензол (Толуол)	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,000

* Фоновые концентрации измеряются в мг/м3 для веществ и долях приведенной ПДК для групп суммации

Расчетные области

Расчетные площадки

Код	Тип	Полное описание площадки					Зона влияния (м)	Шаг (м)		Высота (м)
		Координаты середины 1-й		Координаты середины 2-й		Ширина (м)		По ширине	По длине	
		X	Y	X	Y					
2	Полное описание	-7514,00	2269,75	3722,50	2269,75	7371,500	0,000	250,000	250,000	2,000

Расчетные точки

Код	Координаты (м)		Высота (м)	Тип точки	Комментарий
	X	Y			
1	801,00	5336,50	2,000	на границе жилой зоны	с. Бобровка
2	3592,00	2966,00	2,000	на границе жилой зоны	п. Волжский

**Результаты расчета и вклады по веществам
(расчетные точки)**

Типы точек:

- 0 - расчетная точка пользователя
- 1 - точка на границе охранной зоны
- 2 - точка на границе производственной зоны
- 3 - точка на границе СЗЗ
- 4 - на границе жилой зоны
- 5 - на границе застройки

Вещество: 0123 диЖелезо триоксид (Железа оксид) (в пересчете на железо)

№	Коорд Х(м)	Коорд Y(м)	Высот а (м)	Концентр (д. ПДК)	Концентр. (мг/куб.м)	Напр. ветра	Скор. ветра	Фон		Фон до		Тип точки
								доли ПДК	мг/куб.м	доли ПДК	мг/куб.м	
1	801,00	5336,50	2,00	-	4,312E-06	188	2,12	-	-	-	-	4
Площадка		Цех	Источник		Вклад (д. ПДК)		Вклад (мг/куб.м)		Вклад %			
1		2	6002		0,000		4,312E-06		100,000			
2	3592,00	2966,00	2,00	-	5,607E-06	230	1,48	-	-	-	-	4
Площадка		Цех	Источник		Вклад (д. ПДК)		Вклад (мг/куб.м)		Вклад %			
1		2	6002		0,000		5,607E-06		100,000			

Вещество: 0143 Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид)

№	Коорд Х(м)	Коорд Y(м)	Высот а (м)	Концентр (д. ПДК)	Концентр. (мг/куб.м)	Напр. ветра	Скор. ветра	Фон		Фон до		Тип точки
								доли ПДК	мг/куб.м	доли ПДК	мг/куб.м	
1	801,00	5336,50	2,00	3,725E-05	3,725E-07	188	2,12	-	-	-	-	4
Площадка		Цех	Источник		Вклад (д. ПДК)		Вклад (мг/куб.м)		Вклад %			
1		2	6002		3,725E-05		3,725E-07		100,000			
2	3592,00	2966,00	2,00	4,844E-05	4,844E-07	230	1,48	-	-	-	-	4
Площадка		Цех	Источник		Вклад (д. ПДК)		Вклад (мг/куб.м)		Вклад %			
1		2	6002		4,844E-05		4,844E-07		100,000			

Вещество: 0301 Азота диоксид (Азот (IV) оксид)

№	Коорд Х(м)	Коорд Y(м)	Высот а (м)	Концентр (д. ПДК)	Концентр. (мг/куб.м)	Напр. ветра	Скор. ветра	Фон		Фон до		Тип точки
								доли ПДК	мг/куб.м	доли ПДК	мг/куб.м	
1	801,00	5336,50	2,00	0,120	0,024	188	9,00	0,115	0,023	0,115	0,023	4
Площадка		Цех	Источник		Вклад (д. ПДК)		Вклад (мг/куб.м)		Вклад %			
1		2	6002		5,534E-06		1,107E-06		0,005			
1		2	6001		3,705E-04		7,409E-05		0,310			
1		2	2		0,002		4,191E-04		1,751			
1		2	1		0,002		4,338E-04		1,813			
2	3592,00	2966,00	2,00	0,121	0,024	230	1,50	0,115	0,023	0,115	0,023	4
Площадка		Цех	Источник		Вклад (д. ПДК)		Вклад (мг/куб.м)		Вклад %			
1		2	6002		7,881E-06		1,576E-06		0,007			
1		2	6001		5,276E-04		1,055E-04		0,437			
1		2	2		0,002		4,803E-04		1,989			
1		2	1		0,003		5,661E-04		2,344			

Вещество: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид)

№	Коорд Х(м)	Коорд Y(м)	Высот а (м)	Концентр (д. ПДК)	Концентр. (мг/куб.м)	Напр. ветра	Скор. ветра	Фон		Фон до		Тип точки
								доли ПДК	мг/куб.м	доли ПДК	мг/куб.м	
1	801,00	5336,50	2,00	0,025	0,010	188	9,00	0,025	0,010	0,025	0,010	4
Площадка		Цех	Источник		Вклад (д. ПДК)		Вклад (мг/куб.м)		Вклад %			
1		2	6001		3,010E-05		1,204E-05		0,119			
1		2	2		1,703E-04		6,810E-05		0,671			
1		2	1		1,762E-04		7,050E-05		0,695			

ПРИЛОЖЕНИЯ

2	3592,00	2966,00	2,00	0,025	0,010	230	1,50	0,025	0,010	0,025	0,010	4
Площадка		Цех	Источник		Вклад (д. ПДК)		Вклад (мг/куб.м)		Вклад %			
	1		2	6001	4,287E-05		1,715E-05		0,168			
	1		2	2	1,951E-04		7,805E-05		0,766			
	1		2	1	2,300E-04		9,199E-05		0,903			

Вещество: 0328 Углерод (Сажа)

№	Коорд Х(м)	Коорд Y(м)	Высот а (м)	Концентр (д. ПДК)	Концентр. (мг/куб.м)	Напр. ветра	Скор. ветра	Фон		Фон до		Тип точки
								доли ПДК	мг/куб.м	доли ПДК	мг/куб.м	
1	801,00	5336,50	2,00	0,041	0,006	188	9,00	0,040	0,006	0,040	0,006	4
Площадка		Цех	Источник		Вклад (д. ПДК)		Вклад (мг/куб.м)		Вклад %			
	1		2	6001	6,844E-05		1,027E-05		0,169			
	1		2	2	2,373E-04		3,560E-05		0,585			
	1		2	1	2,457E-04		3,685E-05		0,606			

2	3592,00	2966,00	2,00	0,041	0,006	230	1,50	0,040	0,006	0,040	0,006	4
Площадка		Цех	Источник		Вклад (д. ПДК)		Вклад (мг/куб.м)		Вклад %			
	1		2	6001	9,747E-05		1,462E-05		0,240			
	1		2	2	2,720E-04		4,080E-05		0,668			
	1		2	1	3,206E-04		4,809E-05		0,788			

Вещество: 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый)

№	Коорд Х(м)	Коорд Y(м)	Высот а (м)	Концентр (д. ПДК)	Концентр. (мг/куб.м)	Напр. ветра	Скор. ветра	Фон		Фон до		Тип точки
								доли ПДК	мг/куб.м	доли ПДК	мг/куб.м	
1	801,00	5336,50	2,00	0,010	0,005	256	4,74	0,010	0,005	0,010	0,005	4
Площадка		Цех	Источник		Вклад (д. ПДК)		Вклад (мг/куб.м)		Вклад %			
	1		2	3	2,863E-04		1,432E-04		2,784			

2	3592,00	2966,00	2,00	0,010	0,005	230	1,50	0,010	0,005	0,010	0,005	4
Площадка		Цех	Источник		Вклад (д. ПДК)		Вклад (мг/куб.м)		Вклад %			
	1		2	6001	2,499E-05		1,249E-05		0,242			
	1		2	2	1,282E-04		6,412E-05		1,245			
	1		2	1	1,512E-04		7,558E-05		1,467			

Вещество: 0337 Углерод оксид

№	Коорд Х(м)	Коорд Y(м)	Высот а (м)	Концентр (д. ПДК)	Концентр. (мг/куб.м)	Напр. ветра	Скор. ветра	Фон		Фон до		Тип точки
								доли ПДК	мг/куб.м	доли ПДК	мг/куб.м	
1	801,00	5336,50	2,00	0,280	1,401	188	9,00	0,280	1,400	0,280	1,400	4
Площадка		Цех	Источник		Вклад (д. ПДК)		Вклад (мг/куб.м)		Вклад %			
	1		2	6002	2,451E-06		1,225E-05		0,001			
	1		2	6001	1,796E-05		8,978E-05		0,006			
	1		2	2	7,324E-05		3,662E-04		0,026			
	1		2	1	7,582E-05		3,791E-04		0,027			

2	3592,00	2966,00	2,00	0,280	1,401	230	1,50	0,280	1,400	0,280	1,400	4
Площадка		Цех	Источник		Вклад (д. ПДК)		Вклад (мг/куб.м)		Вклад %			
	1		2	6002	3,490E-06		1,745E-05		0,001			
	1		2	6001	2,557E-05		1,279E-04		0,009			
	1		2	2	8,394E-05		4,197E-04		0,030			
	1		2	1	9,893E-05		4,947E-04		0,035			

Вещество: 0342 Фториды газообразные

№	Коорд	Коорд	Концентр	Концентр.	Напр.	Скор.	Фон	Фон до
---	-------	-------	----------	-----------	-------	-------	-----	--------

ПРИЛОЖЕНИЯ

	X(м)	Y(м)	Высот эта (м)	(д. ПДК)	(мг/куб.м)	ветра	ветра	доли ПДК	мг/куб.м	доли ПДК	мг/куб.м	Тип точ ки
1	801,00	5336,50	2,00	3,789E-05	7,578E-07	188	2,12	-	-	-	-	4
Площадка		Цех	Источник		Вклад (д. ПДК)		Вклад (мг/куб.м)		Вклад %			
1		2	6002		3,789E-05		7,578E-07		100,000			
2	3592,00	2966,00	2,00	4,928E-05	9,855E-07	230	1,48	-	-	-	-	4
Площадка		Цех	Источник		Вклад (д. ПДК)		Вклад (мг/куб.м)		Вклад %			
1		2	6002		4,928E-05		9,855E-07		100,000			

Вещество: 0344 Фториды плохо растворимые

№	Коорд X(м)	Коорд Y(м)	Высот а (м)	Концентр (д. ПДК)	Концентр. (мг/куб.м)	Напр. ветра	Скор. ветра	Фон		Фон до		Тип точки
								доли ПДК	мг/куб.м	доли ПДК	мг/куб.м	
1	801,00	5336,50	2,00	6,658E-06	1,332E-06	188	2,12	-	-	-	-	4
Площадка		Цех	Источник		Вклад (д. ПДК)		Вклад (мг/куб.м)		Вклад %			
1		2	6002		6,658E-06		1,332E-06		100,000			
2	3592,00	2966,00	2,00	8,658E-06	1,732E-06	230	1,48	-	-	-	-	4
Площадка		Цех	Источник		Вклад (д. ПДК)		Вклад (мг/куб.м)		Вклад %			
1		2	6002		8,658E-06		1,732E-06		100,000			

Вещество: 0616 Диметилбензол (Ксилол) (смесь изомеров о-, м-, п-)

№	Коорд X(м)	Коорд Y(м)	Высот а (м)	Концентр (д. ПДК)	Концентр. (мг/куб.м)	Напр. ветра	Скор. ветра	Фон		Фон до		Тип точки
								доли ПДК	мг/куб.м	доли ПДК	мг/куб.м	
1	801,00	5336,50	2,00	0,120	0,024	188	6,27	0,120	0,024	0,120	0,024	4
Площадка		Цех	Источник		Вклад (д. ПДК)		Вклад (мг/куб.м)		Вклад %			
1		2	6003		2,211E-04		4,423E-05		0,184			
2	3592,00	2966,00	2,00	0,120	0,024	230	6,27	0,120	0,024	0,120	0,024	4
Площадка		Цех	Источник		Вклад (д. ПДК)		Вклад (мг/куб.м)		Вклад %			
1		2	6003		2,630E-04		5,260E-05		0,219			

Вещество: 0703 Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)

№	Коорд X(м)	Коорд Y(м)	Высот а (м)	Концентр (д. ПДК)	Концентр. (мг/куб.м)	Напр. ветра	Скор. ветра	Фон		Фон до		Тип точки
								доли ПДК	мг/куб.м	доли ПДК	мг/куб.м	
1	801,00	5336,50	2,00	-	1,347E-09	188	7,27	-	-	-	-	4
Площадка		Цех	Источник		Вклад (д. ПДК)		Вклад (мг/куб.м)		Вклад %			
1		2	1		0,000		6,837E-10		50,770			
1		2	2		0,000		6,630E-10		49,230			
2	3592,00	2966,00	2,00	-	1,652E-09	230	1,50	-	-	-	-	4
Площадка		Цех	Источник		Вклад (д. ПДК)		Вклад (мг/куб.м)		Вклад %			
1		2	1		0,000		8,919E-10		53,993			
1		2	2		0,000		7,600E-10		46,006			

Вещество: 1325 Формальдегид

№	Коорд X(м)	Коорд Y(м)	Высот а (м)	Концентр (д. ПДК)	Концентр. (мг/куб.м)	Напр. ветра	Скор. ветра	Фон		Фон до		Тип точки
								доли ПДК	мг/куб.м	доли ПДК	мг/куб.м	
1	801,00	5336,50	2,00	3,106E-04	1,553E-05	188	7,27	-	-	-	-	4
Площадка		Цех	Источник		Вклад (д. ПДК)		Вклад (мг/куб.м)		Вклад %			
1		2	2		1,526E-04		7,629E-06		49,128			
1		2	1		1,580E-04		7,900E-06		50,872			
2	3592,00	2966,00	2,00	3,810E-04	1,905E-05	230	1,50	-	-	-	-	4
Площадка		Цех	Источник		Вклад (д. ПДК)		Вклад (мг/куб.м)		Вклад %			
1		2	2		1,749E-04		8,745E-06		45,905			

1 2 1 2,061E-04 1,031E-05 54,095

Вещество: 2732 Керосин

№	Коорд Х(м)	Коорд Y(м)	Высот а (м)	Концентр (д. ПДК)	Концентр. (мг/куб.м)	Напр. ветра	Скор. ветра	Фон		Фон до		Тип точки
								доли ПДК	мг/куб.м	доли ПДК	мг/куб.м	
1	801,00	5336,50	2,00	3,274E-04	3,929E-04	188	9,00	-	-	-	-	4
Площадка		Цех	Источник		Вклад (д. ПДК)		Вклад (мг/куб.м)		Вклад %			
1		2	6001		1,688E-05		2,026E-05		5,157			
1		2	2		1,526E-04		1,831E-04		46,601			
1		2	1		1,580E-04		1,895E-04		48,242			
2	3592,00	2966,00	2,00	4,050E-04	4,860E-04	230	1,50	-	-	-	-	4
Площадка		Цех	Источник		Вклад (д. ПДК)		Вклад (мг/куб.м)		Вклад %			
1		2	6001		2,405E-05		2,886E-05		5,937			
1		2	2		1,749E-04		2,098E-04		43,174			
1		2	1		2,061E-04		2,473E-04		50,888			

Вещество: 2752 Уайт-спирит

№	Коорд Х(м)	Коорд Y(м)	Высот а (м)	Концентр (д. ПДК)	Концентр. (мг/куб.м)	Напр. ветра	Скор. ветра	Фон		Фон до		Тип точки
								доли ПДК	мг/куб.м	доли ПДК	мг/куб.м	
1	801,00	5336,50	2,00	3,283E-05	3,283E-05	188	6,27	-	-	-	-	4
Площадка		Цех	Источник		Вклад (д. ПДК)		Вклад (мг/куб.м)		Вклад %			
1		2	6003		3,283E-05		3,283E-05		100,000			
2	3592,00	2966,00	2,00	3,905E-05	3,905E-05	230	6,27	-	-	-	-	4
Площадка		Цех	Источник		Вклад (д. ПДК)		Вклад (мг/куб.м)		Вклад %			
1		2	6003		3,905E-05		3,905E-05		100,000			

Вещество: 2902 Взвешенные вещества

№	Коорд Х(м)	Коорд Y(м)	Высот а (м)	Концентр (д. ПДК)	Концентр. (мг/куб.м)	Напр. ветра	Скор. ветра	Фон		Фон до		Тип точки
								доли ПДК	мг/куб.м	доли ПДК	мг/куб.м	
1	801,00	5336,50	2,00	2,715E-05	1,357E-05	188	6,27	-	-	-	-	4
Площадка		Цех	Источник		Вклад (д. ПДК)		Вклад (мг/куб.м)		Вклад %			
1		2	6003		2,715E-05		1,357E-05		100,000			
2	3592,00	2966,00	2,00	3,229E-05	1,614E-05	230	6,27	-	-	-	-	4
Площадка		Цех	Источник		Вклад (д. ПДК)		Вклад (мг/куб.м)		Вклад %			
1		2	6003		3,229E-05		1,614E-05		100,000			

Вещество: 2908 Пыль неорганическая: 70-20% SiO2

№	Коорд Х(м)	Коорд Y(м)	Высот а (м)	Концентр (д. ПДК)	Концентр. (мг/куб.м)	Напр. ветра	Скор. ветра	Фон		Фон до		Тип точки
								доли ПДК	мг/куб.м	доли ПДК	мг/куб.м	
1	801,00	5336,50	2,00	1,884E-06	5,652E-07	188	2,12	-	-	-	-	4
Площадка		Цех	Источник		Вклад (д. ПДК)		Вклад (мг/куб.м)		Вклад %			
1		2	6002		1,884E-06		5,652E-07		100,000			
2	3592,00	2966,00	2,00	2,450E-06	7,350E-07	230	1,48	-	-	-	-	4
Площадка		Цех	Источник		Вклад (д. ПДК)		Вклад (мг/куб.м)		Вклад %			
1		2	6002		2,450E-06		7,350E-07		100,000			

Вещество: 6046 Углерода оксид и пыль цементного производства

№	Коорд Х(м)	Коорд Y(м)	Высот а (м)	Концентр (д. ПДК)	Концентр. (мг/куб.м)	Напр. ветра	Скор. ветра	Фон		Фон до		Тип точки
								доли ПДК	мг/куб.м	доли ПДК	мг/куб.м	

ПРИЛОЖЕНИЯ

1	801,00	5336,50	2,00	1,712E-04	-	188	9,00	-	-	-	-	4
Площадка	Цех	Источник	Вклад (д. ПДК)		Вклад (мг/куб.м)		Вклад %					
1	2	6002	4,171E-06		0,000		2,437					
1	2	6001	1,796E-05		0,000		10,490					
1	2	2	7,324E-05		0,000		42,783					
1	2	1	7,582E-05		0,000		44,290					
2	3592,00	2966,00	2,00	2,144E-04	-	230	1,50	-	-	-	-	4
Площадка	Цех	Источник	Вклад (д. ПДК)		Вклад (мг/куб.м)		Вклад %					
1	2	6002	5,941E-06		0,000		2,771					
1	2	6001	2,557E-05		0,000		11,929					
1	2	2	8,394E-05		0,000		39,152					
1	2	1	9,893E-05		0,000		46,148					

Вещество: 6053 Фтористый водород и плохо растворимые соли фтора

№	Коорд Х(м)	Коорд Y(м)	Высот а (м)	Концентр (д. ПДК)	Концентр. (мг/куб.м)	Напр. ветра	Скор. ветра	Фон		Фон до		Тип точки
								доли ПДК	мг/куб.м	доли ПДК	мг/куб.м	
1	801,00	5336,50	2,00	4,455E-05	-	188	2,12	-	-	-	-	4
Площадка	Цех	Источник	Вклад (д. ПДК)		Вклад (мг/куб.м)		Вклад %					
1	2	6002	4,455E-05		0,000		100,000					
2	3592,00	2966,00	2,00	5,793E-05	-	230	1,48	-	-	-	-	4
Площадка	Цех	Источник	Вклад (д. ПДК)		Вклад (мг/куб.м)		Вклад %					
1	2	6002	5,793E-05		0,000		100,000					

Вещество: 6204 Серы диоксид, азота диоксид

№	Коорд Х(м)	Коорд Y(м)	Высот а (м)	Концентр (д. ПДК)	Концентр. (мг/куб.м)	Напр. ветра	Скор. ветра	Фон		Фон до		Тип точки
								доли ПДК	мг/куб.м	доли ПДК	мг/куб.м	
1	801,00	5336,50	2,00	0,081	-	188	9,00	0,078	-	0,078	-	4
Площадка	Цех	Источник	Вклад (д. ПДК)		Вклад (мг/куб.м)		Вклад %					
1	2	6002	3,459E-06		0,000		0,004					
1	2	6001	2,425E-04		0,000		0,299					
1	2	2	0,001		0,000		1,699					
1	2	1	0,001		0,000		1,759					
2	3592,00	2966,00	2,00	0,082	-	230	1,50	0,078	-	0,078	-	4
Площадка	Цех	Источник	Вклад (д. ПДК)		Вклад (мг/куб.м)		Вклад %					
1	2	6002	4,926E-06		0,000		0,006					
1	2	6001	3,454E-04		0,000		0,422					
1	2	2	0,002		0,000		1,930					
1	2	1	0,002		0,000		2,275					

Вещество: 6205 Серы диоксид и фтористый водород

№	Коорд Х(м)	Коорд Y(м)	Высот а (м)	Концентр (д. ПДК)	Концентр. (мг/куб.м)	Напр. ветра	Скор. ветра	Фон		Фон до		Тип точки
								доли ПДК	мг/куб.м	доли ПДК	мг/куб.м	
1	801,00	5336,50	2,00	1,591E-04	-	256	4,74	-	-	-	-	4
Площадка	Цех	Источник	Вклад (д. ПДК)		Вклад (мг/куб.м)		Вклад %					
1	2	3	1,591E-04		0,000		100,000					
2	3592,00	2966,00	2,00	1,965E-04	-	230	1,50	-	-	-	-	4
Площадка	Цех	Источник	Вклад (д. ПДК)		Вклад (мг/куб.м)		Вклад %					
1	2	6001	1,388E-05		0,000		7,065					
1	2	6002	2,738E-05		0,000		13,937					
1	2	2	7,125E-05		0,000		36,260					
1	2	1	8,397E-05		0,000		42,738					

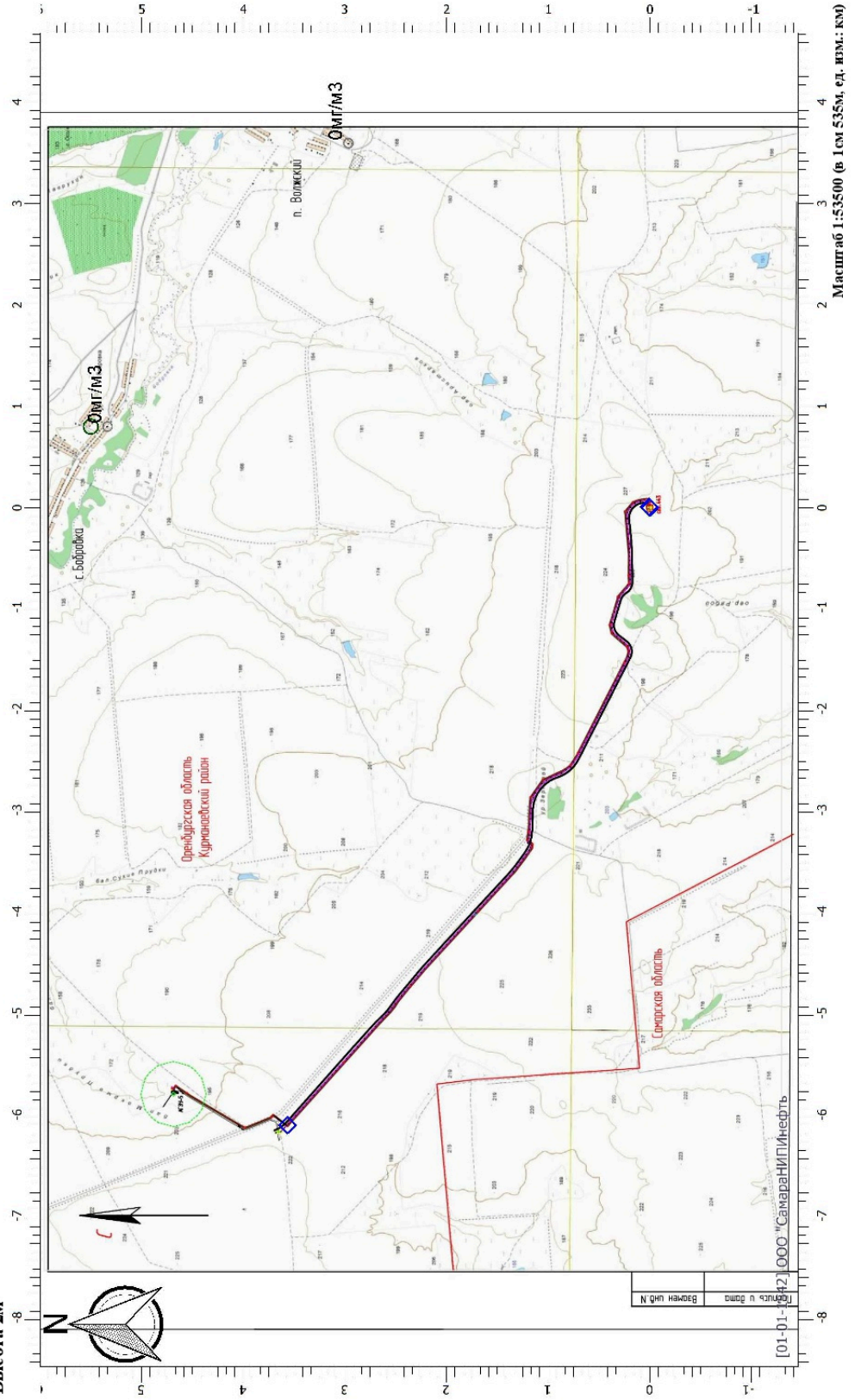
Отчет

Вариант расчета: 6025П Ишуевское (все) (132) - Расчет рассеивания по МРР-2017 [22.10.2019 16:32 - 22.10.2019 16:32], ЛЕТО
 Тип расчета: Концентрации по веществам

Код расчета: 0123 (диоксида триоксида (Железа оксид) (в пересчете на железо))

Параметр: Концентрация вредного вещества (в мг/м³)

Высота 2м



Отчет

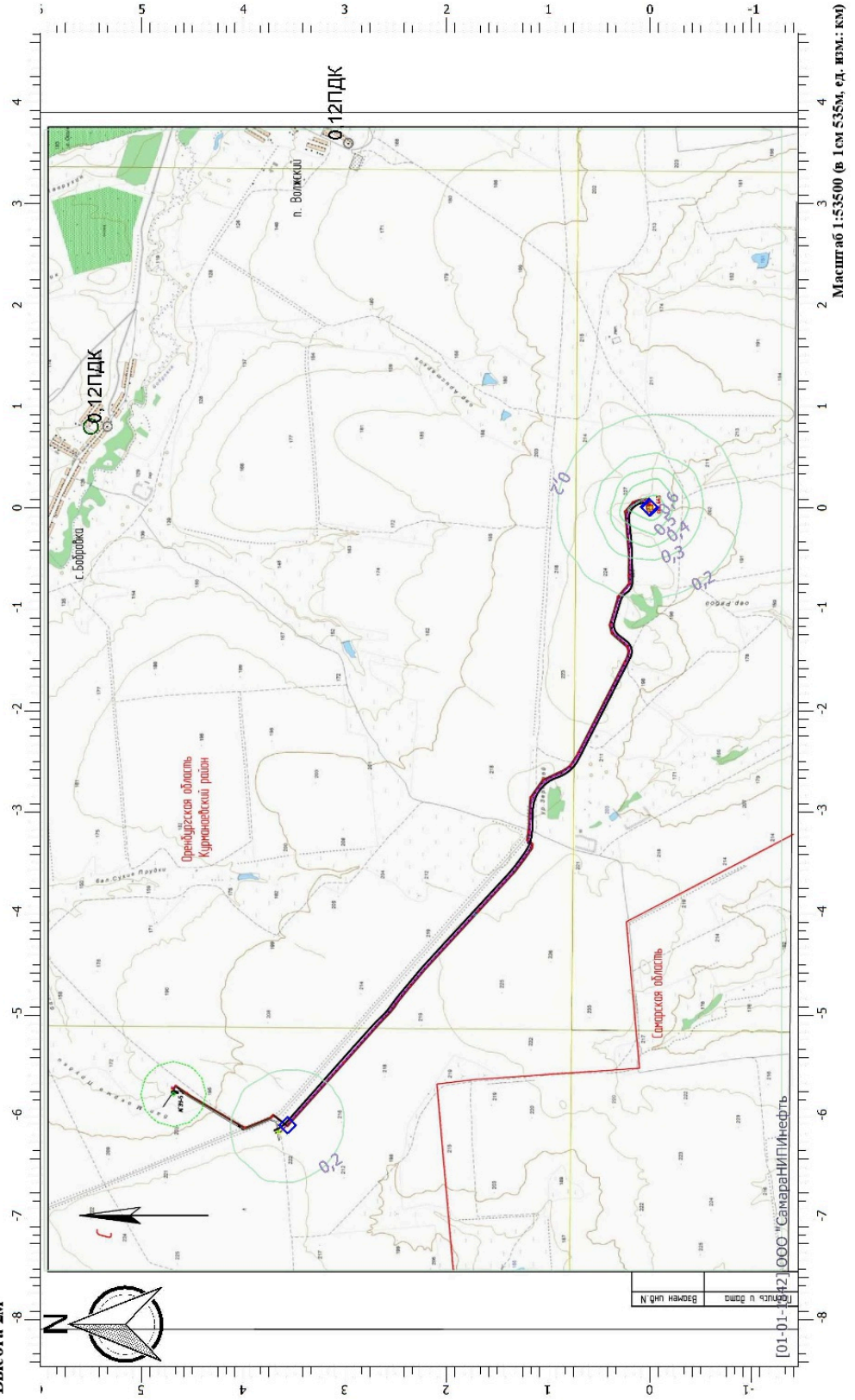
Вариант расчета: 6025П Ишуевское (все) (132) - Расчет рассеивания по МРР-2017 [22.10.2019 16:32] , ЛЕТО

Тип расчета: Концентрации по веществам

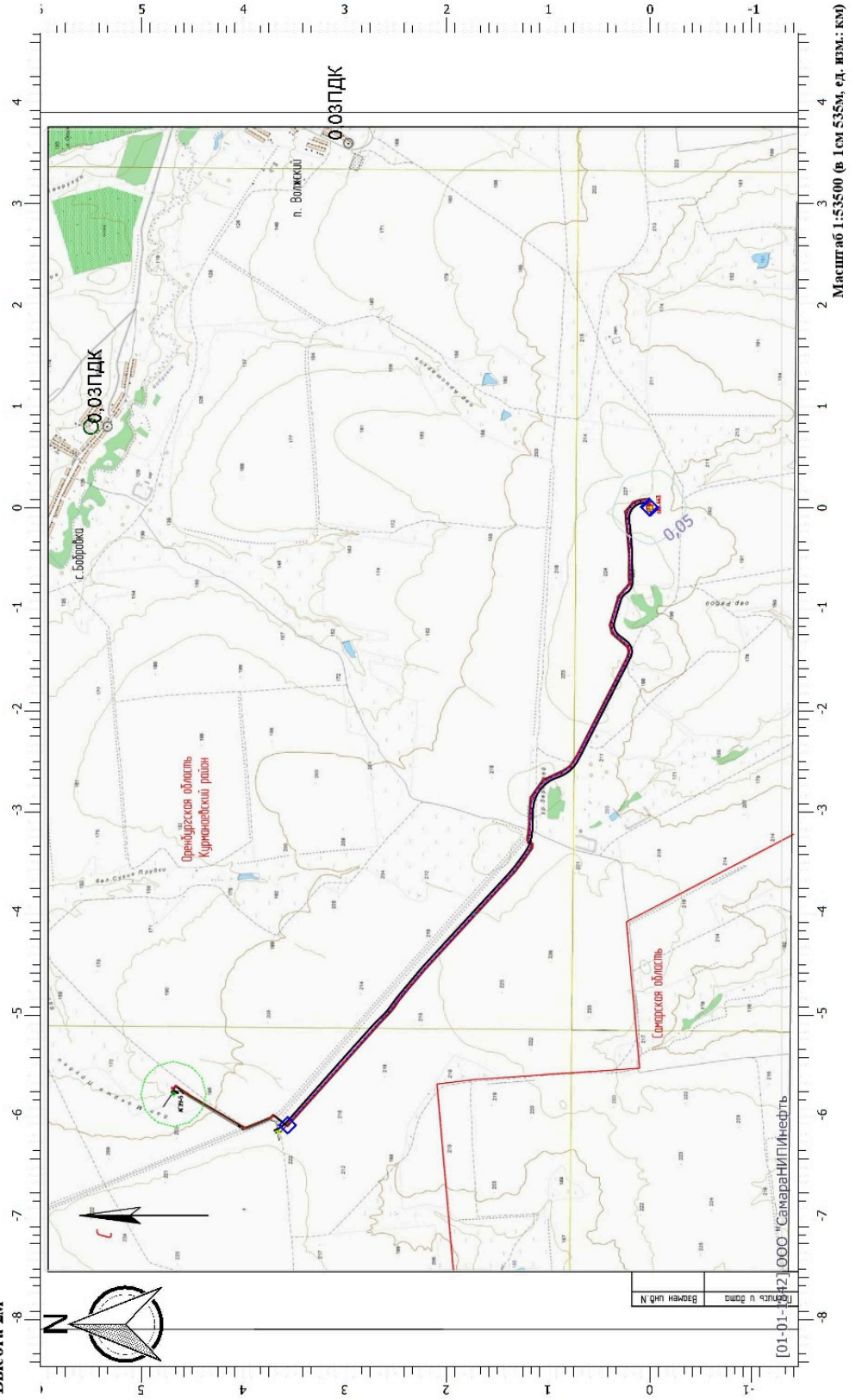
Код расчета: 0301 (Азота диоксид (Азот (IV) оксид))

Параметр: Концентрация вредного вещества (в долях ПДК)

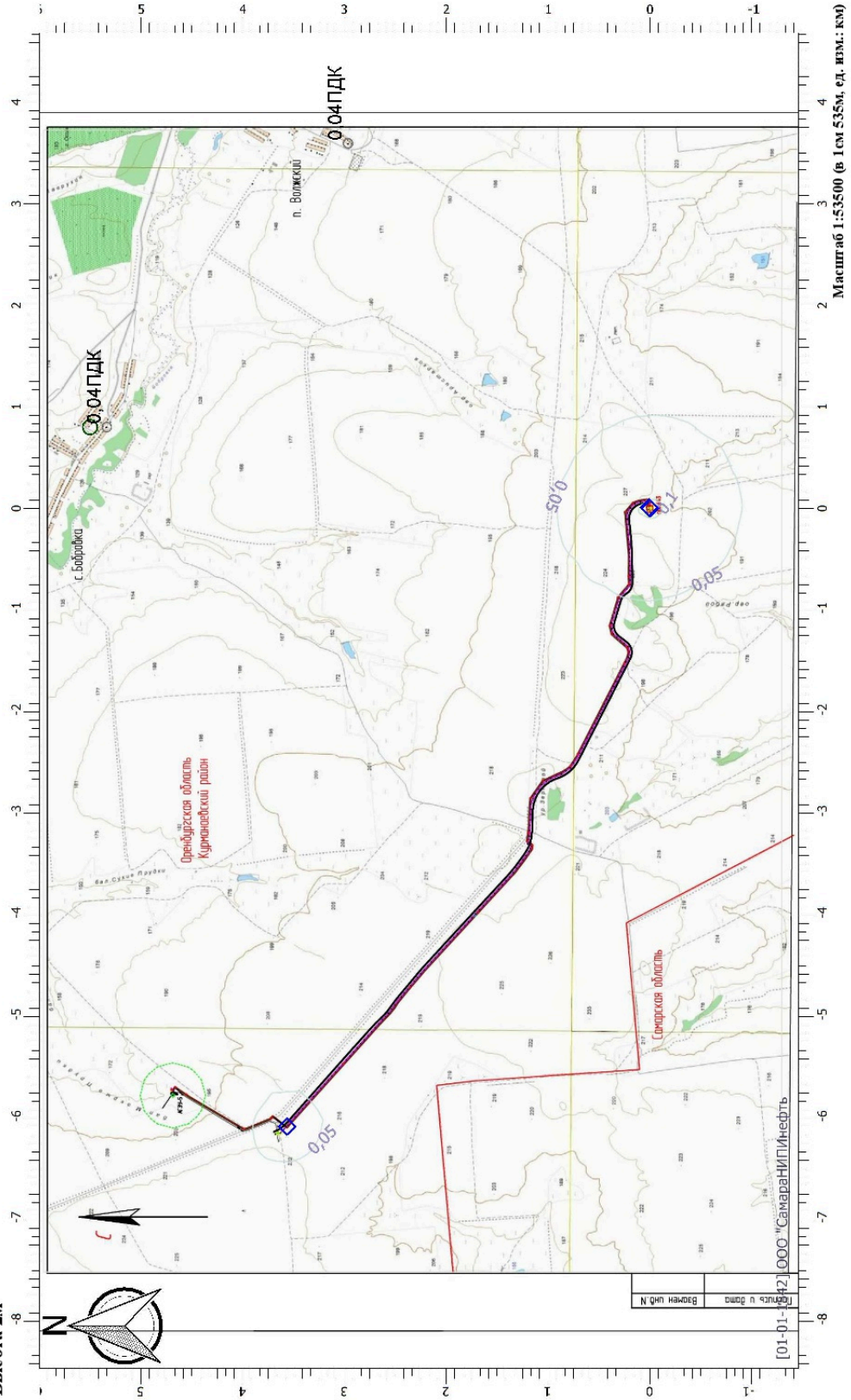
Высота 2м



Отчет
 Вариант расчета: 6025П Ишуевское (все) (132) - Расчет рассеивания по МРР-2017 [22.10.2019 16:32] - ЛЕТО
 Тип расчета: Концентрации по веществам
 Код расчета: 0304 (Азот (II) оксид (Азота оксид))
 Параметр: Концентрация вредного вещества (в долях ПДК)
 Высота 2м



Отчет
 Вариант расчета: 6025П Ишуевское (все) (132) - Расчет рассеивания по МРР-2017 [22.10.2019 16:32] - ЛЕТО
 Тип расчета: Концентрации по веществам
 Код расчета: 0328 (Углерод (Саж))
 Параметр: Концентрация вредного вещества (в долях ПДК)
 Высота 2м



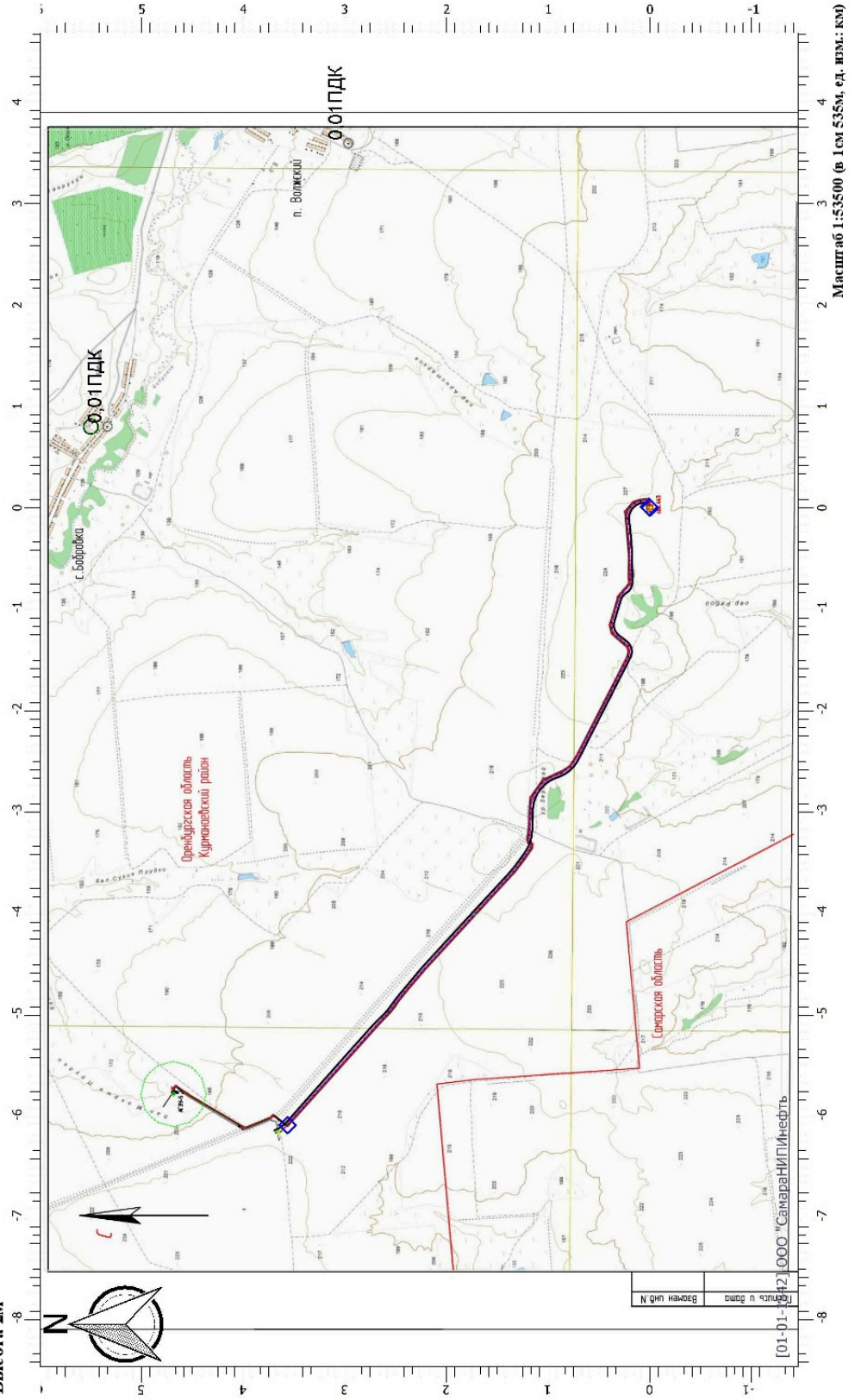
Отчет

Вариант расчета: 6025П Ишуевское (все) (132) – Расчет рассеивания по МРР-2017 [22.10.2019 16:32] – ЛЕТО
 Тип расчета: Концентрации по веществам

Код расчета: 0330 (Серя диоксид (Ангидрид сернистый))

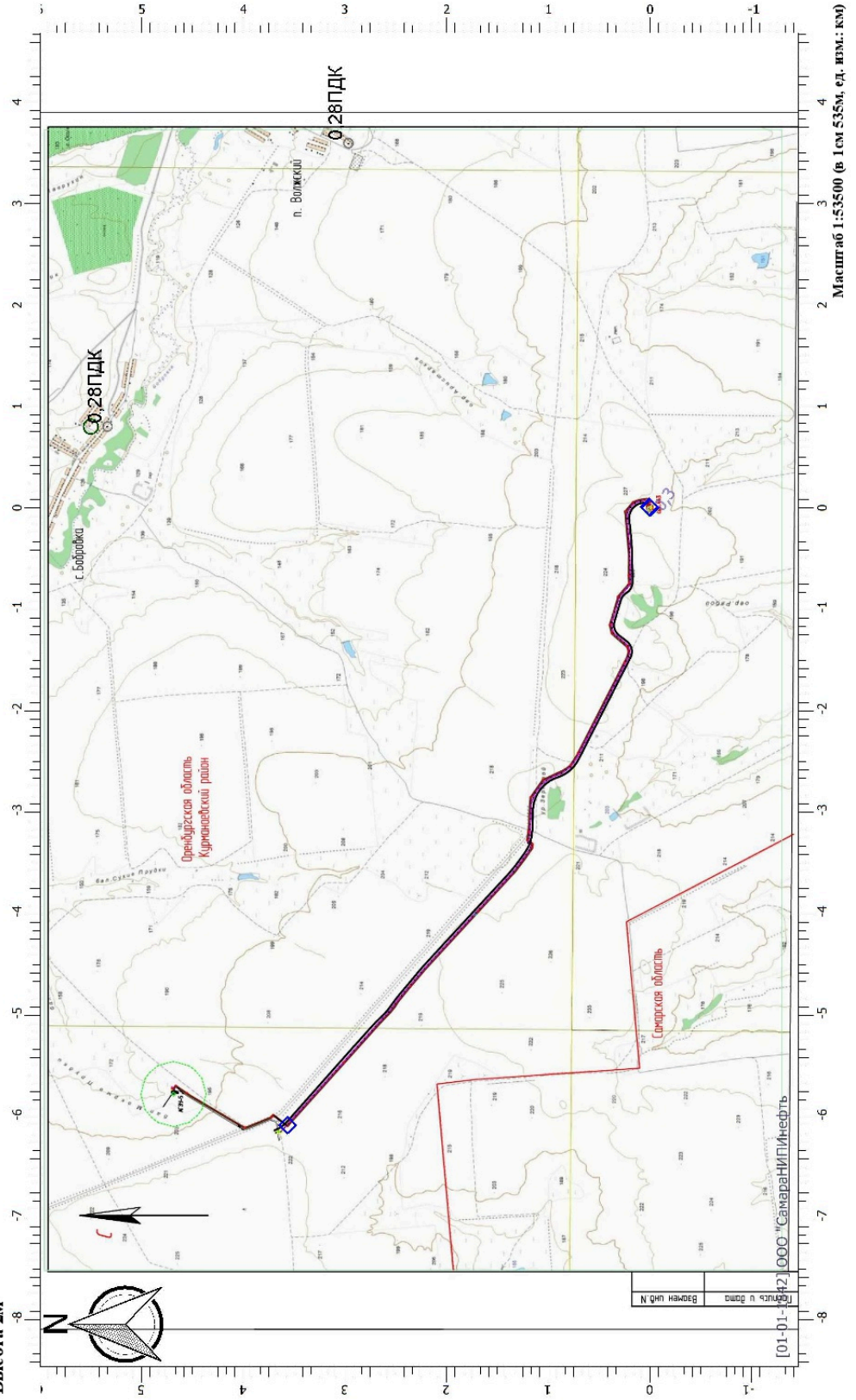
Параметр: Концентрация вредного вещества (в долях ПДК)

Высота 2м



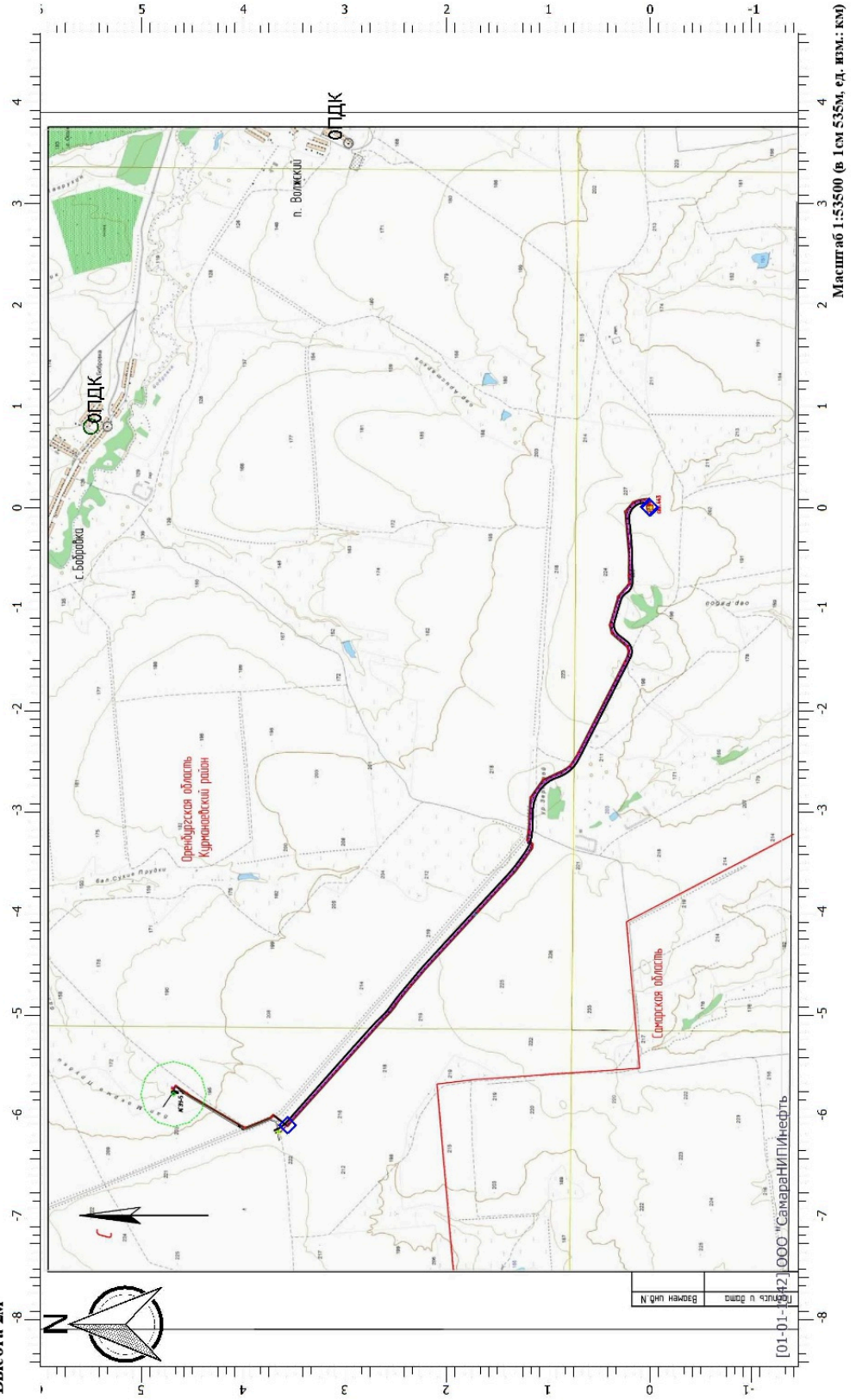
Отчет

Вариант расчета: 6025П Ишуевское (все) (132) - Расчет рассеивания по МРР-2017 [22.10.2019 16:32] - ЛЕТО
 Тип расчета: Концентрации по веществам
 Код расчета: 0337 (Углерод оксид)
 Параметр: Концентрация вредного вещества (в долях ПДК)
 Высота 2м



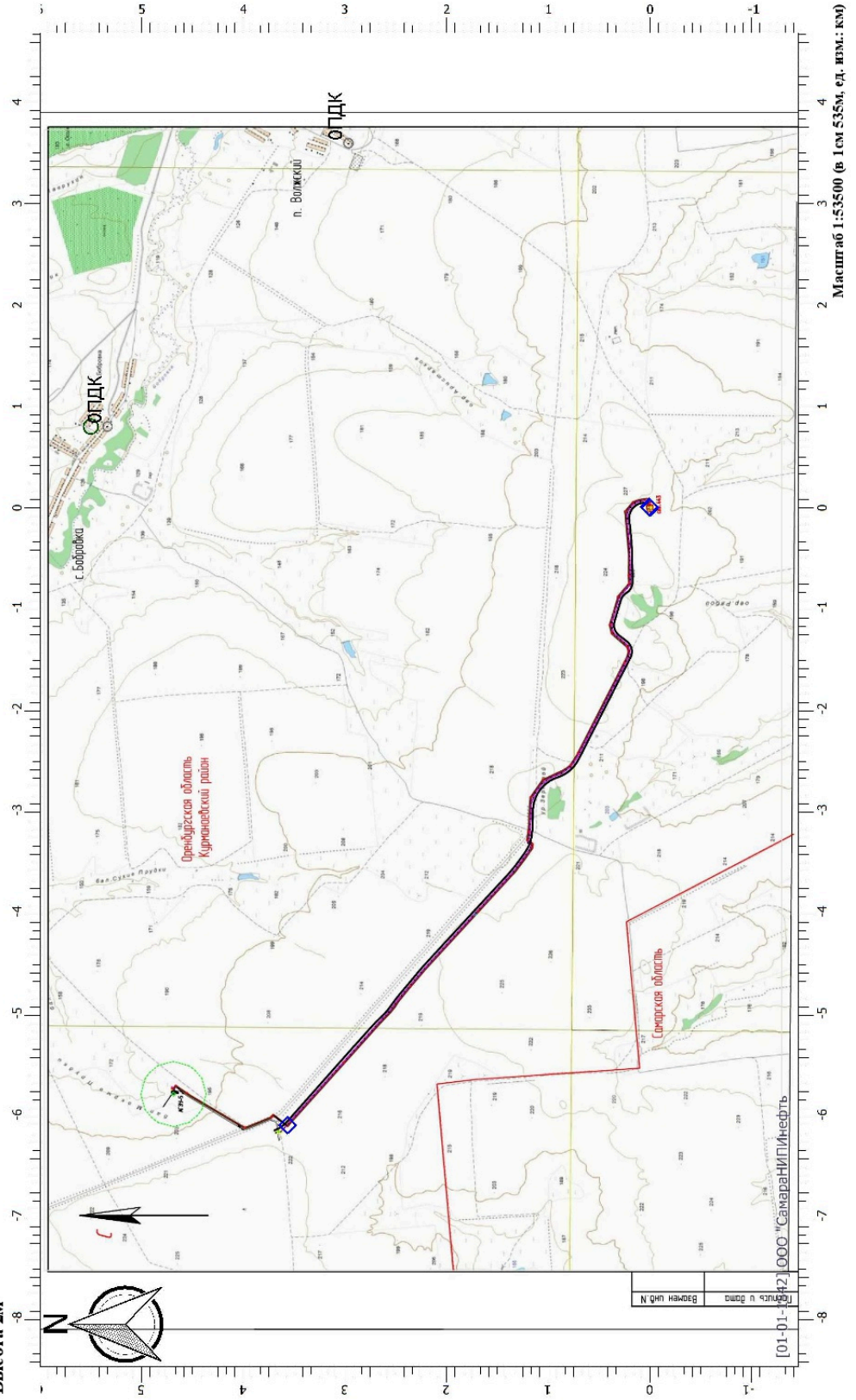
Отчет

Вариант расчета: 6025П Ишуевское (все) (132) – Расчет рассеивания по МРР-2017 [22.10.2019 16:32] , ЛЕТО
 Тип расчета: Концентрации по веществам
 Код расчета: 0342 (Фториды газообразные)
 Параметр: Концентрация вредного вещества (в долях ПДК)
 Высота 2м



Отчет

Вариант расчета: 6025П Ишуевское (все) (132) – Расчет рассеивания по МРР-2017 [22.10.2019 16:32] – ЛЕТО
 Тип расчета: Концентрации по веществам
 Код расчета: 0344 (Фториды плохо растворимые)
 Параметр: Концентрация вредного вещества (в долях ПДК)
 Высота 2м



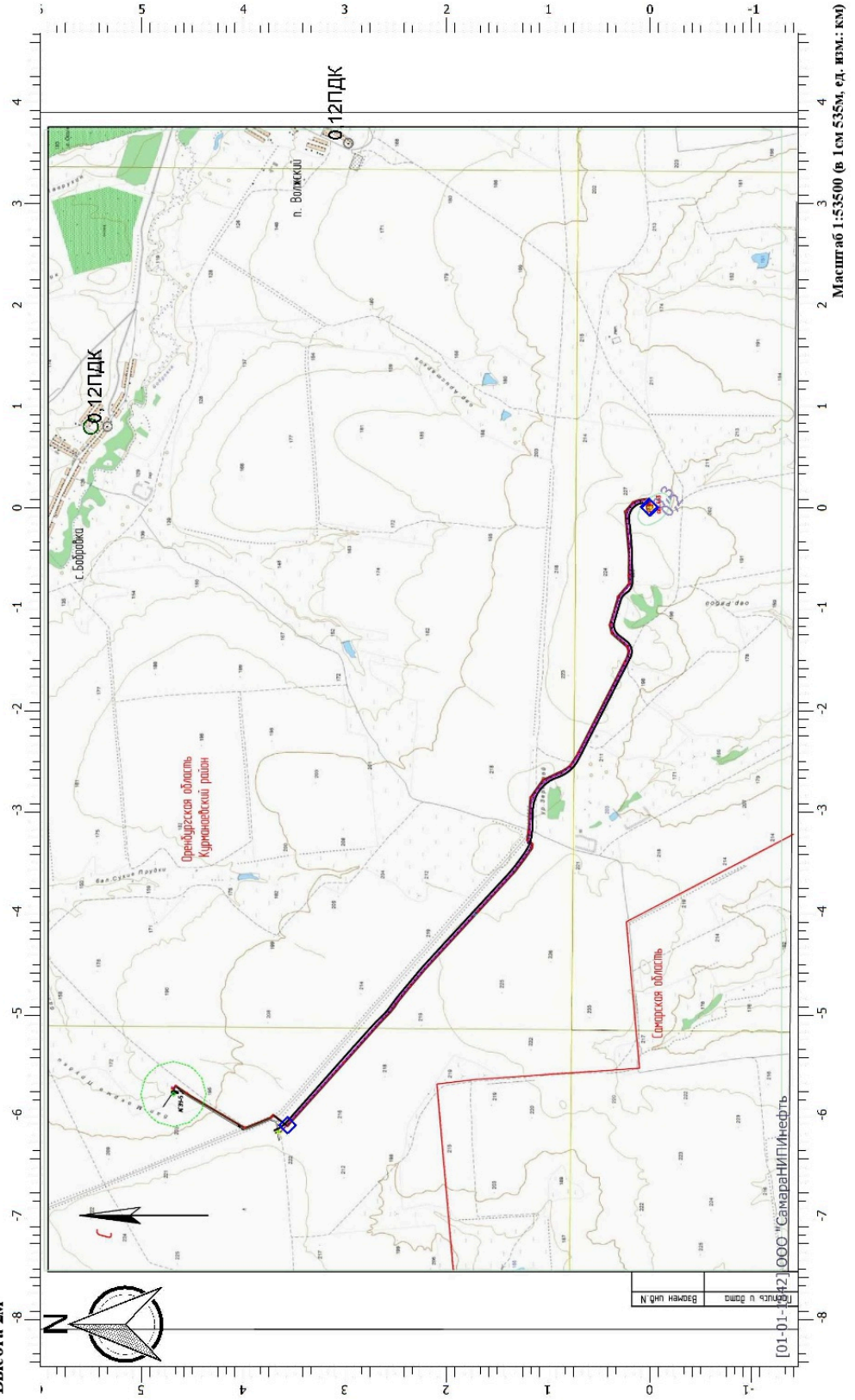
Отчет

Вариант расчета: 6025П Ишуевское (все) (132) – Расчет рассеивания по МРР-2017 [22.10.2019 16:32 – 22.10.2019 16:32], ЛЕТО
 Тип расчета: Концентрации по веществам

Код расчета: 0616 (Диметилбензол (Ксилол) (смесь изомеров о-, м-, п-))

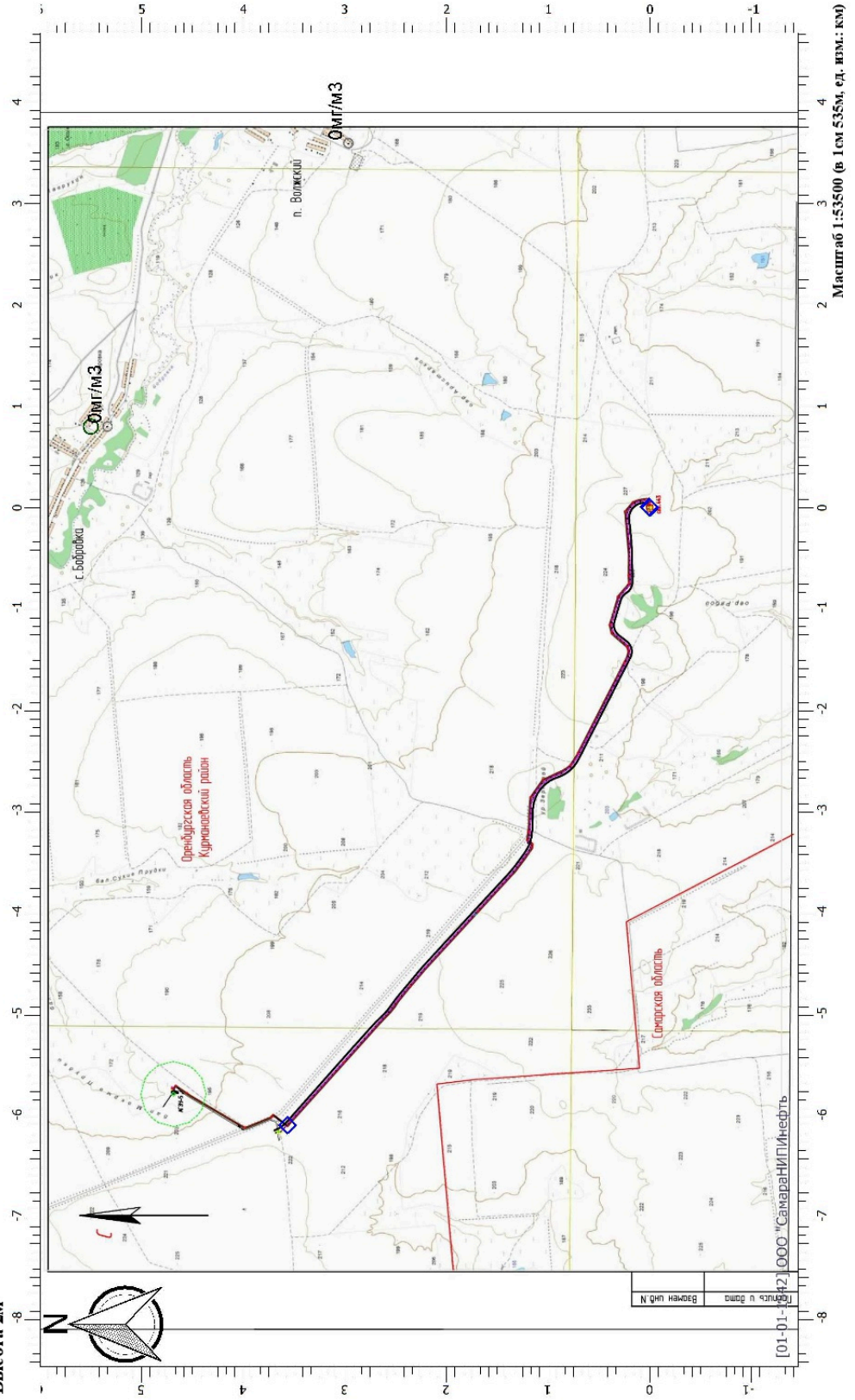
Параметр: Концентрация вредного вещества (в долях ПДК)

Высота 2м



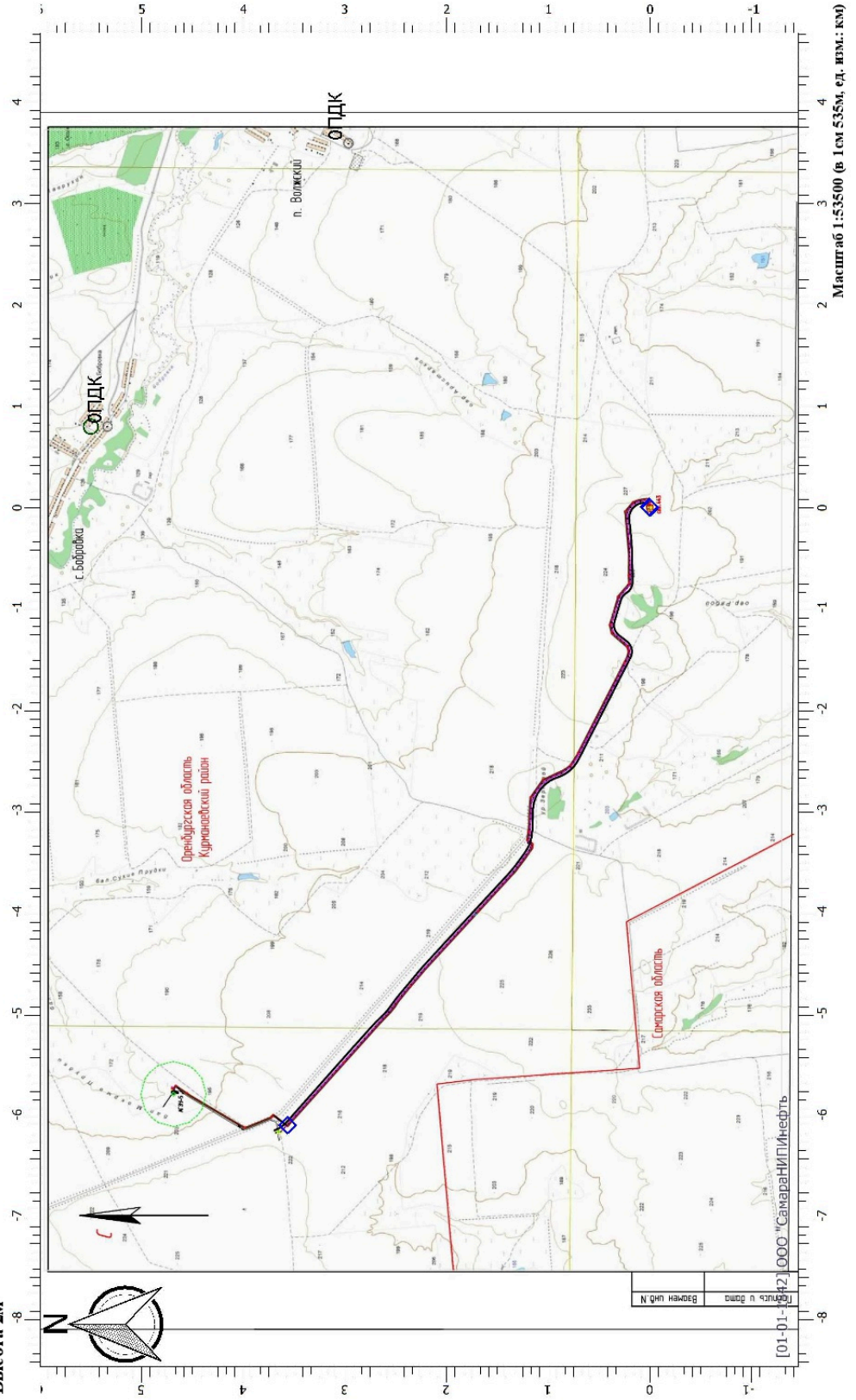
Отчет

Вариант расчета: 6025П Ишуевское (все) (132) – Расчет рассеивания по МРР-2017 [22.10.2019 16:32] , ЛЕТО
 Тип расчета: Концентрации по веществам
 Код расчета: 0703 (Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен))
 Параметр: Концентрация вредного вещества (в мг/м³)
 Высота 2м



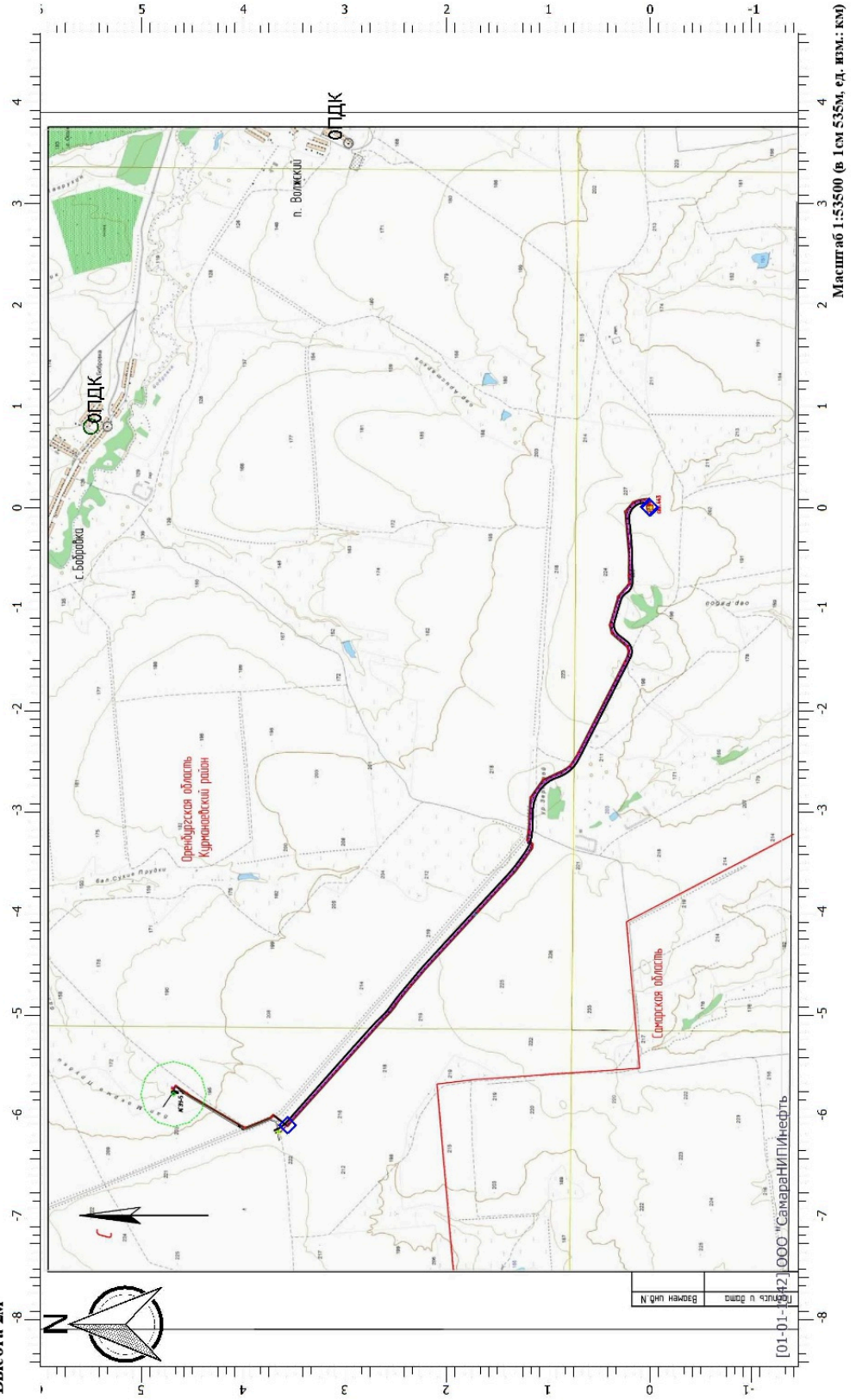
Отчет

Вариант расчета: 6025П Ишуевское (все) (132) – Расчет рассеивания по МРР-2017 [22.10.2019 16:32] – ЛЕТО
 Тип расчета: Концентрации по веществам
 Код расчета: 1325 (Формальдегид)
 Параметр: Концентрация вредного вещества (в долях ПДК)
 Высота 2м



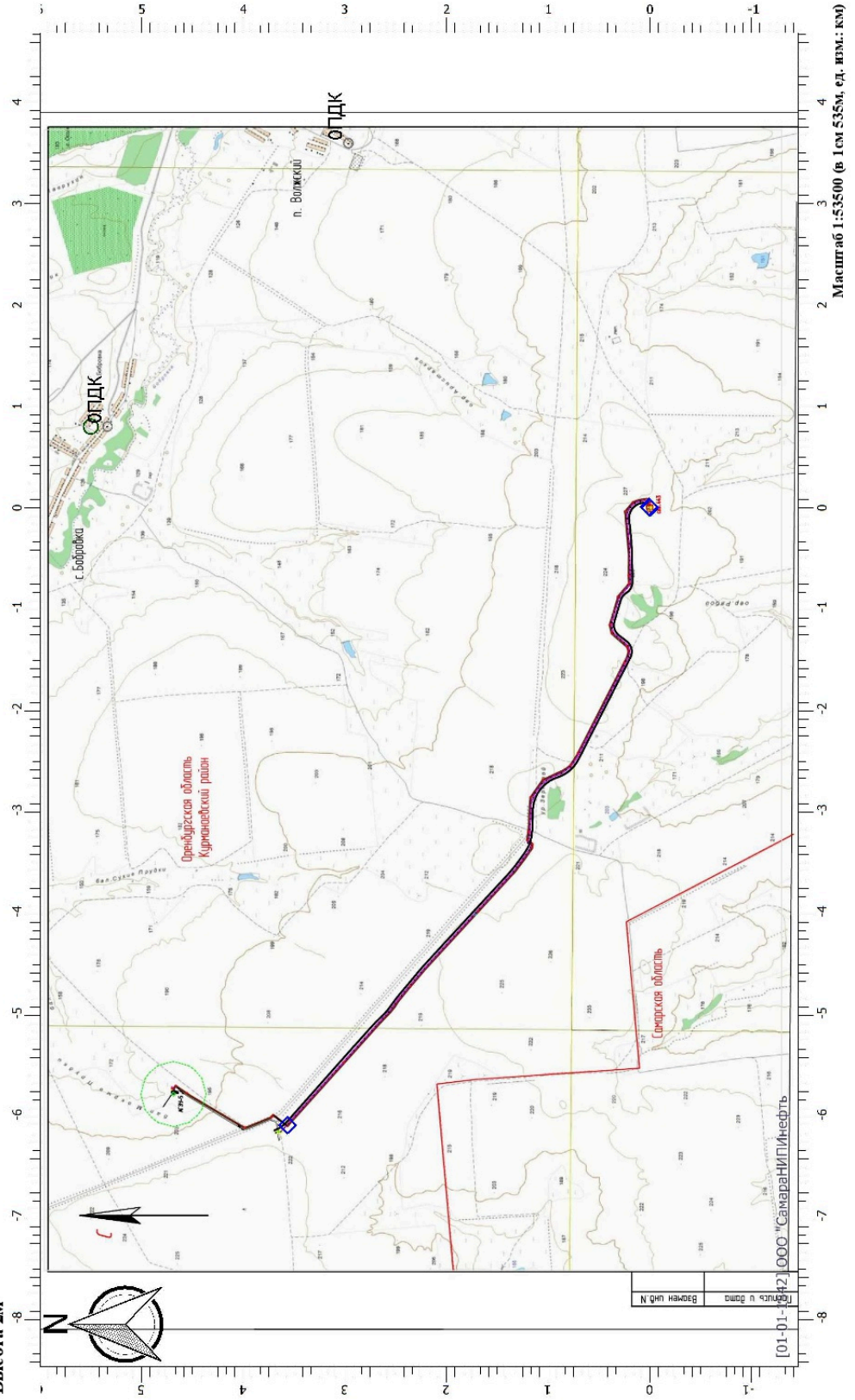
Отчет

Вариант расчета: 6025П Ишуевское (все) (132) – Расчет рассеивания по МРР-2017 [22.10.2019 16:32] , ЛЕТО
 Тип расчета: Концентрации по веществам
 Код расчета: 2732 (Керосин)
 Параметр: Концентрация вредного вещества (в долях ПДК)
 Высота 2м



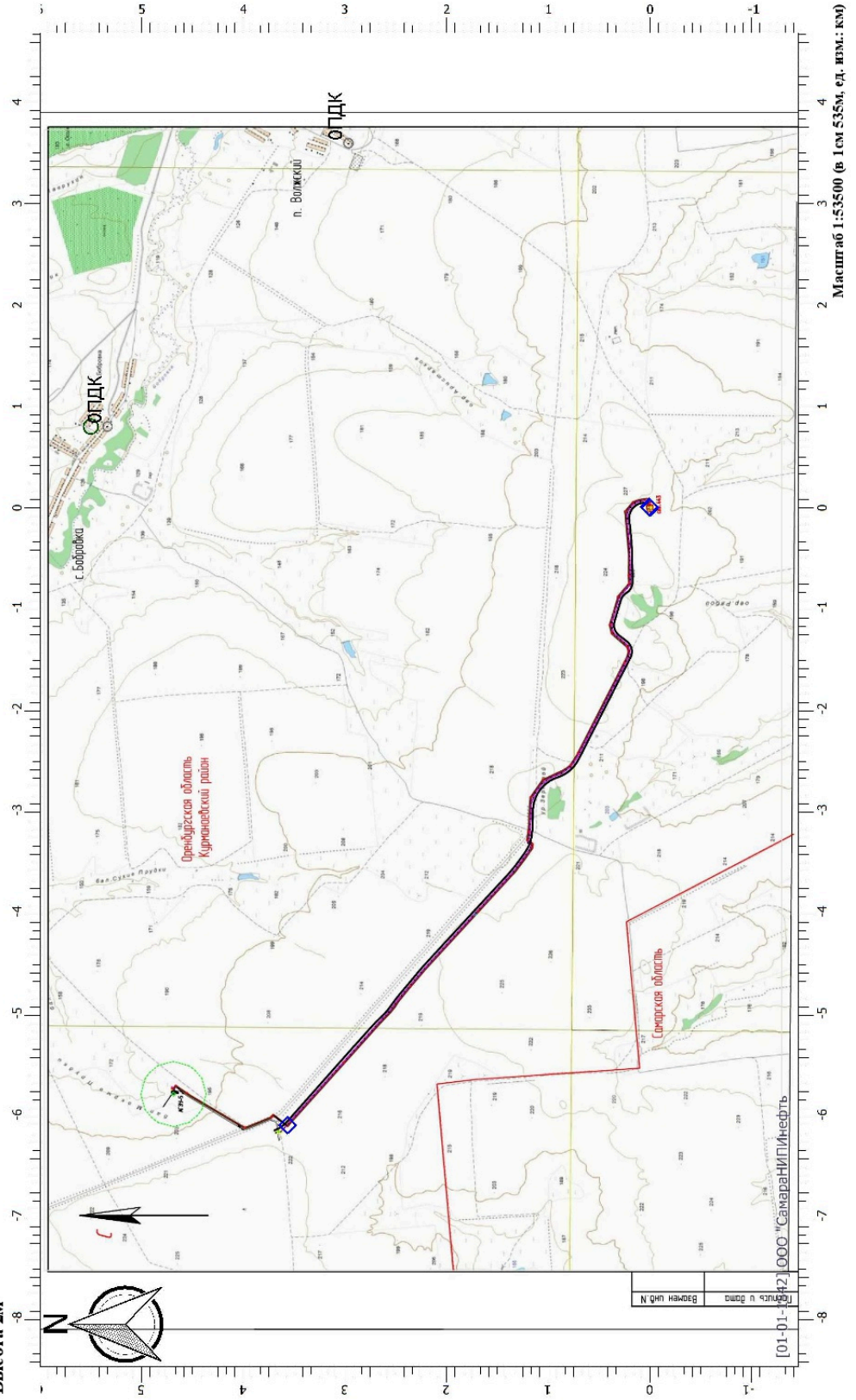
Отчет

Вариант расчета: 6025П Ишуевское (все) (132) – Расчет рассеивания по МРР-2017 [22.10.2019 16:32] – ЛЕТО
 Тип расчета: Концентрации по веществам
 Код расчета: 2752 (Уайт-спирит)
 Параметр: Концентрация вредного вещества (в долях ПДК)
 Высота 2м



Отчет

Вариант расчета: 6025П Ишуевское (все) (132) – Расчет рассеивания по МРР-2017 [22.10.2019 16:32] , ЛЕТО
 Тип расчета: Концентрации по веществам
 Код расчета: 2902 (Взвешенные вещества)
 Параметр: Концентрация вредного вещества (в долях ПДК)
 Высота 2м



Отчет

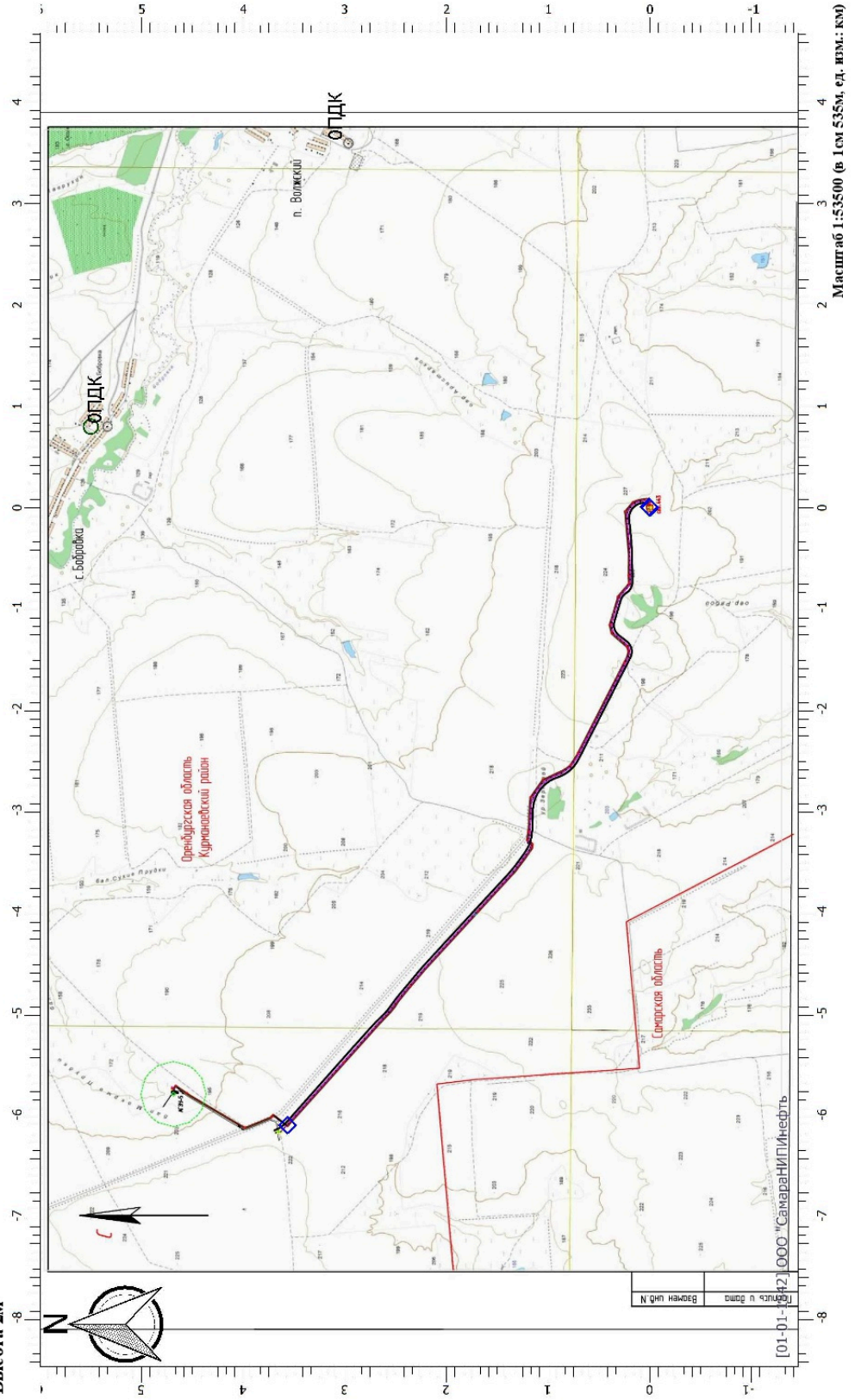
Вариант расчета: 6025П Ишуевское (все) (132) - Расчет рассеивания по МРР-2017 [22.10.2019 16:32] - 22.10.2019 16:32], ЛЕТО

Тип расчета: Концентрации по веществам

Код расчета: 2908 (Пыль неорганическая: 70-20% SiO2)

Параметр: Концентрация вредного вещества (в долях ПДК)

Высота 2м



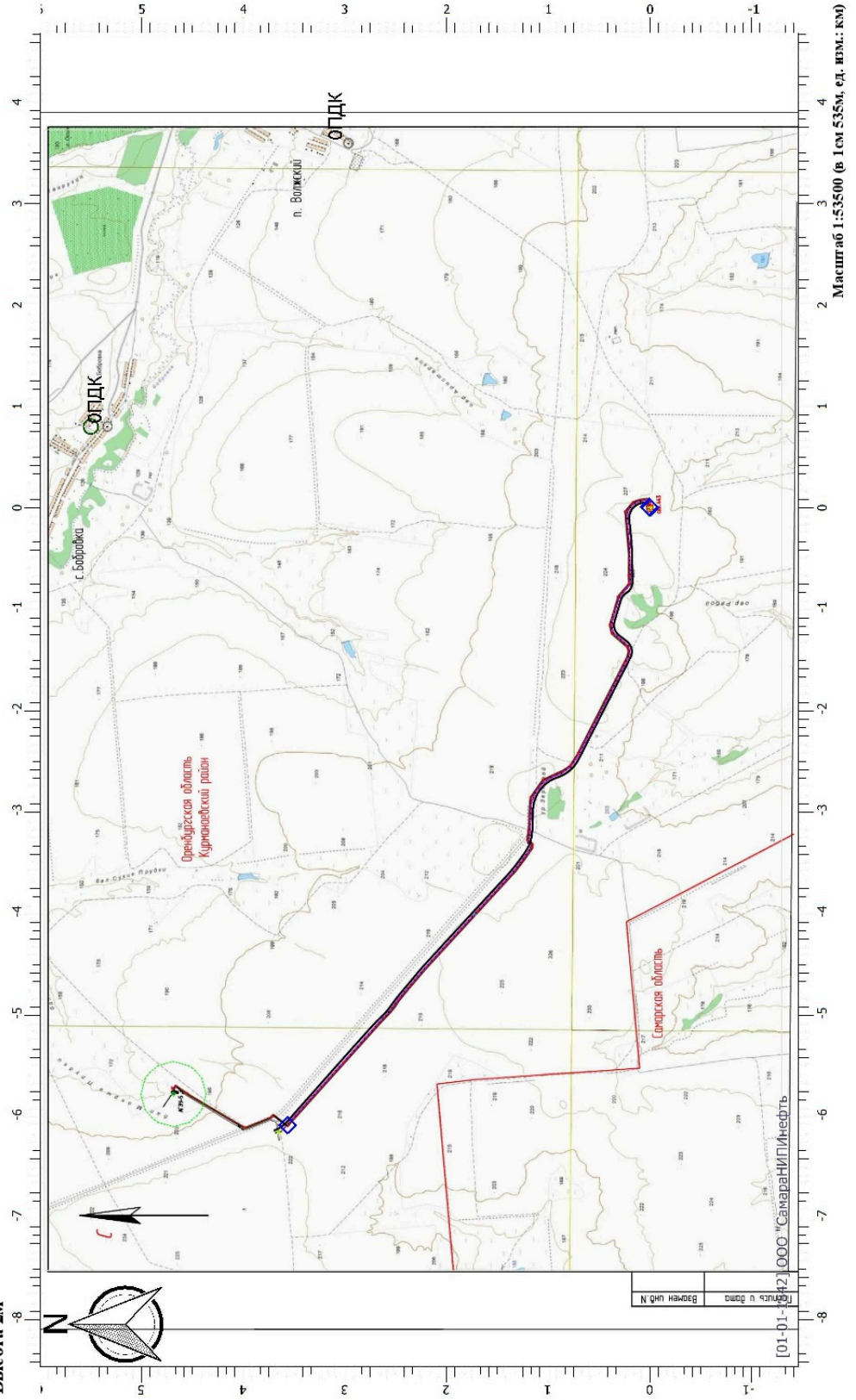
Отчет

Вариант расчета: 6025П Ишуевское (все) (132) – Расчет рассеивания по МРР-2017 [22.10.2019 16:32 – 22.10.2019 16:32], ЛЕТО
 Тип расчета: Концентрации по веществам

Код расчета: 6053 (Фтористый водород и плохо растворимые соли фтора)

Параметр: Концентрация вредного вещества (в долях ПДК)

Высота 2м



Отчет

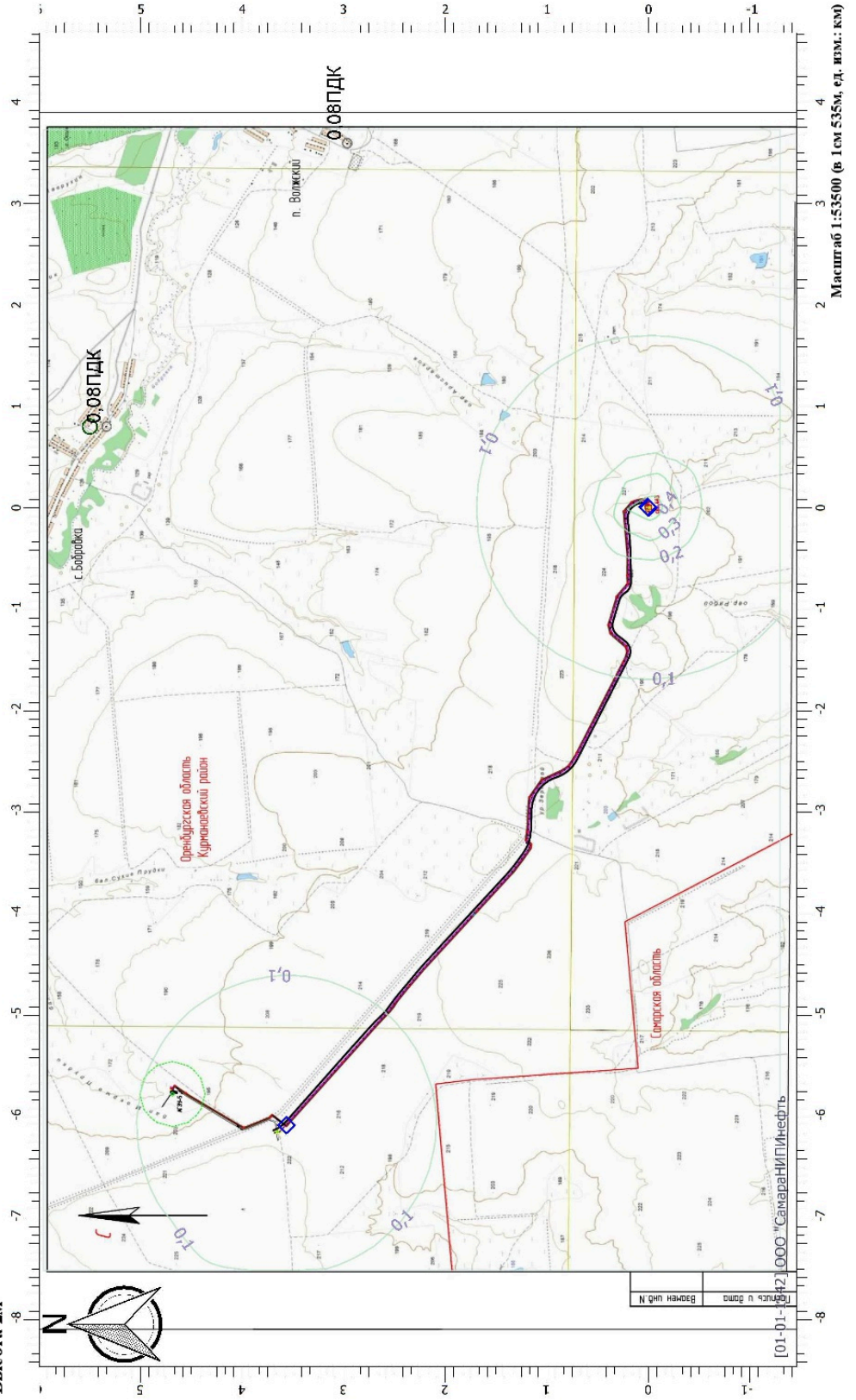
Вариант расчета: 6025П Ишуевское (все) (132) – Расчет рассеивания по МРР-2017 [22.10.2019 16:32 - 22.10.2019 16:32], ЛЕТО

Тип расчета: Концентрации по веществам

Код расчета: 6204 (Серый диоксид, азота диоксид)

Параметр: Концентрация вредного вещества (в долях ПДК)

Высота 2м



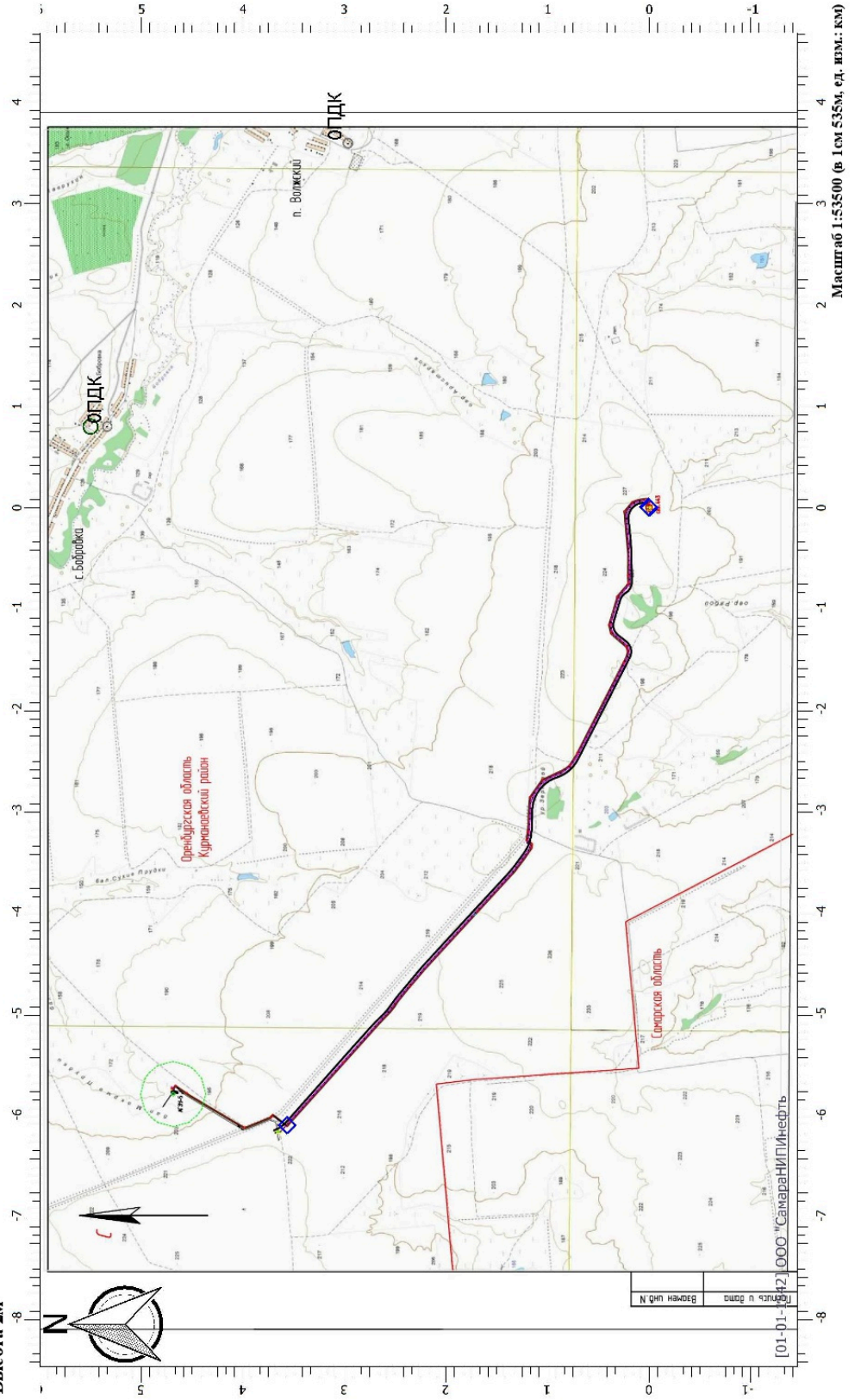
Отчет

Вариант расчета: 6025П Ишуевское (все) (132) – Расчет рассеивания по МРР-2017 [22.10.2019 16:32 – 22.10.2019 16:32], ЛЕТО
 Тип расчета: Концентрации по веществам

Код расчета: 6205 (Серый диоксид и фтористый водород)

Параметр: Концентрация вредного вещества (в долях ЦДК)

Высота 2м



Приложение Ж Исходные данные и результаты расчета рассеивания загрязняющих веществ (вариант 2)

УПРЗА «ЭКОЛОГ», версия 4.60 Copyright © 1990-2019 ФИРМА «ИНТЕГРАЛ»

Программа зарегистрирована на: ООО "СамараНИПИнефть"
Регистрационный номер: 01-01-1542

Предприятие: 133, 6025П Ишувское (эксплуатация)

Город: 24, Ишувское

Район: 1, Курманаевский

ВИД: 1, Существующее положение

ВР: 1, Вариант № 2

Расчетные константы: S=999999,99

Расчет: «Расчет рассеивания по МРР-2017» (лето)

Метеорологические параметры

Расчетная температура наиболее холодного месяца, °С:	-17,4
Расчетная температура наиболее теплого месяца, °С:	28
Коэффициент А, зависящий от температурной стратификации атмосферы:	160
U* – скорость ветра, наблюдаемая на данной местности, повторяемость превышения которой находится в пределах 5%, м/с:	9
Плотность атмосферного воздуха, кг/м ³ :	1,29
Скорость звука, м/с:	331

Структура предприятия (площадки, цеха)

1 - Ишувское месторождение
1 - Нефтепромысел
2 - Строительная площадка
3 - Нефтепромысел по 6025П

Параметры источников выбросов

Учет:

"%" - источник учитывается с исключением из фона;

"+" - источник учитывается без исключения из

фона;

"-" - источник не учитывается и его вклад

исключается из фона.

При отсутствии отметок источник не учитывается.

* - источник имеет дополнительные параметры

Типы источников:

1 - Точечный;

2 - Линейный;

3 - Неорганизованный;

4 - Совокупность точечных источников;

5 - С зависимостью массы выброса от скорости ветра;

6 - Точечный, с зонтом или выбросом горизонтально;

7 - Совокупность точечных (зонт или выброс вбок);

8 - Автомагистраль (неорганизованный линейный);

9 - Точечный, с выбросом вбок;

10 - Свеча.

№ ист.	Учет ист.	Вар.	Тип	Наименование источника	Высота ист. (м)	Диаметр устья (м)	Объем ГВС (куб.м/с)	Скорость ГВС (м/с)	Темп. ГВС (°С)	Коеф. рел.	Координаты		Ширина ист. (м)
											X1, (м)	X2, (м)	
											Y1, (м)	Y2, (м)	
№ пл.: 1, № цеха: 1													
6901	%	1	3	Неорганизованный (ЗРА, фланцы АГЗУ-5)	2	0,000	0,000	0,000	0,000	1	-5775,00	-5765,00	10,000
											4686,00	4686,00	

Код в-ва	Наименование вещества	Выброс			F	Лето			Зима		
		г/с	т/г			См/ПДК	Xm	Um	См/ПДК	Xm	Um
0333	Дигидросульфид (Сероводород)	0,000094	0,002970	1	0,336	11,400	0,500	0,336	11,400	0,500	
0410	Метан	0,000311	0,009822	1	0,000	11,400	0,500	0,000	11,400	0,500	
0415	Смесь углеводородов предельных	0,005719	0,180360	1	0,001	11,400	0,500	0,001	11,400	0,500	
0416	Смесь углеводородов предельных	0,042933	1,353923	1	0,025	11,400	0,500	0,025	11,400	0,500	

ПРИЛОЖЕНИЯ

№ пл.: 1, № цеха: 3													
1	+	1	1	Дыхательный клапан дренажной емкости ЕД-1 узла запуска ОУ	3	0,049	0,001	0,318	28,000	1	-14,00	0,00	0,000
											17,00	0,00	

Код в-ва	Наименование вещества	Выброс		F	Лето			Зима		
		г/с	т/г		См/ПДК	Xm	Um	См/ПДК	Xm	Um
0333	Дигидросульфид (Сероводород)	0,000977	0,000030	1	1,355	17,100	0,500	6,214	7,571	0,500
0402	Бутан	0,022301	0,000359	1	0,001	17,100	0,500	0,006	7,571	0,500
0405	Пентан	0,009353	0,000140	1	0,001	17,100	0,500	0,005	7,571	0,500
0410	Метан	0,016944	0,001695	1	0,004	17,100	0,500	0,017	7,571	0,500
0416	Смесь углеводородов предельных	0,004244	0,000066	1	0,001	17,100	0,500	0,004	7,571	0,500
0417	Этан	0,040135	0,001168	1	0,009	17,100	0,500	0,041	7,571	0,500
0418	Пропан	0,051489	0,000948	1	0,011	17,100	0,500	0,052	7,571	0,500

2	+	1	1	Дыхательный клапан дренажной емкости ЕД-2 узла приема ОУ	3	0,049	0,001	0,318	28,000	1	-5716,00	0,00	0,000
											4702,00	0,00	

Код в-ва	Наименование вещества	Выброс		F	Лето			Зима		
		г/с	т/г		См/ПДК	Xm	Um	См/ПДК	Xm	Um
0333	Дигидросульфид (Сероводород)	0,000977	0,000290	1	1,355	17,100	0,500	6,214	7,571	0,500
0402	Бутан	0,022301	0,003518	1	0,001	17,100	0,500	0,006	7,571	0,500
0405	Пентан	0,009353	0,001378	1	0,001	17,100	0,500	0,005	7,571	0,500
0410	Метан	0,016944	0,016618	1	0,004	17,100	0,500	0,017	7,571	0,500
0416	Смесь углеводородов предельных	0,004244	0,000648	1	0,001	17,100	0,500	0,004	7,571	0,500
0417	Этан	0,040135	0,011453	1	0,009	17,100	0,500	0,041	7,571	0,500
0418	Пропан	0,051489	0,009297	1	0,011	17,100	0,500	0,052	7,571	0,500

6001	+	1	3	Неорганизованный (ЗРА, фланцы скважины № 443 +	2	0,000	0,000	0,000	0,000	1	-2,00	2,00	4,000
											0,00	0,00	

Код в-ва	Наименование вещества	Выброс		F	Лето			Зима		
		г/с	т/г		См/ПДК	Xm	Um	См/ПДК	Xm	Um
0333	Дигидросульфид (Сероводород)	0,000005	0,000172	1	0,018	11,400	0,500	0,018	11,400	0,500
0402	Бутан	0,000125	0,003945	1	0,000	11,400	0,500	0,000	11,400	0,500
0405	Пентан	0,000052	0,001655	1	0,000	11,400	0,500	0,000	11,400	0,500
0410	Метан	0,000093	0,002936	1	0,000	11,400	0,500	0,000	11,400	0,500
0416	Смесь углеводородов предельных	0,000024	0,000751	1	0,000	11,400	0,500	0,000	11,400	0,500
0417	Этан	0,000224	0,007076	1	0,000	11,400	0,500	0,000	11,400	0,500
0418	Пропан	0,000289	0,009103	1	0,000	11,400	0,500	0,000	11,400	0,500
0621	Метилбензол (Толуол)	0,003188	0,100531	1	0,152	11,400	0,500	0,152	11,400	0,500
1052	Метанол (Метиловый спирт)	0,004782	0,150796	1	0,137	11,400	0,500	0,137	11,400	0,500
2704	Бензин (нефтяной, малосернистый)	0,009563	0,301593	1	0,055	11,400	0,500	0,055	11,400	0,500
2732	Керосин	0,014345	0,452389	1	0,342	11,400	0,500	0,342	11,400	0,500

6002	+	1	3	Неорганизованный (ЗРА, фланцы площадки приема ОУ)	2	0,000	0,000	0,000	0,000	1	-5724,00	-5722,00	2,000
											4689,00	4689,00	

Код в-ва	Наименование вещества	Выброс		F	Лето			Зима		
		г/с	т/г		См/ПДК	Xm	Um	См/ПДК	Xm	Um
0333	Дигидросульфид (Сероводород)	0,000001	0,000047	1	0,004	11,400	0,500	0,004	11,400	0,500
0402	Бутан	0,000034	0,001079	1	0,000	11,400	0,500	0,000	11,400	0,500
0405	Пентан	0,000014	0,000451	1	0,000	11,400	0,500	0,000	11,400	0,500
0410	Метан	0,000025	0,000801	1	0,000	11,400	0,500	0,000	11,400	0,500
0416	Смесь углеводородов предельных	0,000006	0,000205	1	0,000	11,400	0,500	0,000	11,400	0,500
0417	Этан	0,000061	0,001929	1	0,000	11,400	0,500	0,000	11,400	0,500
0418	Пропан	0,000079	0,002482	1	0,000	11,400	0,500	0,000	11,400	0,500

Посты измерения фоновых концентраций

№ поста	Наименование	Координаты (м)	
		X	Y

ПРИЛОЖЕНИЯ

1 п. Бобровка		800,00	5500,00				
Код в-ва	Наименование вещества	Максимальная концентрация *					Средняя концентрация *
		Штиль	Север	Восток	Юг	Запад	
0301	Азота диоксид (Азот (IV) оксид)	0,023	0,023	0,023	0,023	0,023	0,000
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,000
0328	Углерод (Сажа)	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,000
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый)	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,000
0333	Дигидросульфид (Сероводород)	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,000
0337	Углерод оксид	1,400	1,400	1,400	1,400	1,400	0,000
0402	Бутан	1,480	1,480	1,480	1,480	1,480	0,000
0405	Пентан	1,480	1,480	1,480	1,480	1,480	0,000
0410	Метан	1,480	1,480	1,480	1,480	1,480	0,000
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,000
0417	Этан	1,480	1,480	1,480	1,480	1,480	0,000
0418	Пропан	1,480	1,480	1,480	1,480	1,480	0,000
0602	Бензол	0,011	0,011	0,011	0,011	0,011	0,000
0616	Диметилбензол (Ксилол) (смесь изомеров о-, м-, п-)	0,024	0,024	0,024	0,024	0,024	0,000
0621	Метилбензол (Толуол)	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,000

* Фоновые концентрации измеряются в мг/м3 для веществ и долях приведенной ПДК для групп суммации

Расчетные области

Расчетные площадки

Код	Тип	Полное описание площадки					Зона влияния (м)	Шаг (м)		Высота (м)
		Координаты середины 1-й		Координаты середины 2-й		Ширина (м)		По ширине	По длине	
		Х	У	Х	У					
2	Полное описание	-7526,50	2241,75	3753,00	2241,75	7369,500	0,000	250,000	250,000	2,000

Расчетные точки

Код	Координаты (м)		Высота (м)	Тип точки	Комментарий
	Х	У			
1	887,50	5252,50	2,000	на границе жилой зоны	с. Бобровка
2	3570,50	2954,50	2,000	на границе жилой зоны	п. Волжский
3	25,00	332,50	2,000	на границе СЗЗ	СЗЗ скважины № 443
4	329,00	21,50	2,000	на границе СЗЗ	СЗЗ скважины № 443
5	-25,00	-333,50	2,000	на границе СЗЗ	СЗЗ скважины № 443
6	-332,00	6,00	2,000	на границе СЗЗ	СЗЗ скважины № 443
7	-5776,50	5011,00	2,000	на границе СЗЗ	СЗЗ АГЗУ-5
8	-5451,00	4692,50	2,000	на границе СЗЗ	СЗЗ АГЗУ-5
9	-5771,50	4368,50	2,000	на границе СЗЗ	СЗЗ АГЗУ-5
10	-6092,00	4686,00	2,000	на границе СЗЗ	СЗЗ АГЗУ-5

Результаты расчета и вклады по веществам (расчетные точки)

Типы точек:

- 0 - расчетная точка пользователя
- 1 - точка на границе охранной зоны
- 2 - точка на границе производственной зоны
- 3 - точка на границе СЗЗ
- 4 - на границе жилой зоны
- 5 - на границе застройки

Вещество: 0333 Дигидросульфид (Сероводород)

№	Коорд Х(м)	Коорд Y(м)	Высот а (м)	Концентр (д. ПДК)	Концентр. (мг/куб.м)	Напр. ветра	Скор. ветра	Фон		Фон до		Тип точки
								доли ПДК	мг/куб.м	доли ПДК	мг/куб.м	
1	887,50	5252,50	2,00	0,126	0,001	190	4,37	0,125	9,997E-04	0,125	0,001	4
	Площадка	Цех		Источник		Вклад (д. ПДК)			Вклад (мг/куб.м)			Вклад %
		1		3	6001	4,989E-06			3,991E-08			0,004
		1		3	1	8,563E-04			6,850E-06			0,681
2	3570,50	2954,50	2,00	0,126	0,001	231	3,04	0,125	9,998E-04	0,125	0,001	4
	Площадка	Цех		Источник		Вклад (д. ПДК)			Вклад (мг/куб.м)			Вклад %
		1		3	6001	5,216E-06			4,172E-08			0,004
		1		3	1	0,001			8,172E-06			0,811
5	-25,00	-333,50	2,00	0,182	0,001	2	9,00	0,125	9,997E-04	0,125	0,001	3
	Площадка	Цех		Источник		Вклад (д. ПДК)			Вклад (мг/куб.м)			Вклад %
		1		3	6001	4,308E-04			3,447E-06			0,237
		1		3	1	0,056			4,511E-04			31,020
10	-6092,00	4686,00	2,00	0,182	0,001	88	9,00	0,121	9,705E-04	0,125	0,001	3
	Площадка	Цех		Источник		Вклад (д. ПДК)			Вклад (мг/куб.м)			Вклад %
		1		3	6002	7,769E-05			6,215E-07			0,043
		1		1	6901	0,009			6,951E-05			4,777
		1		3	2	0,052			4,144E-04			28,479
9	-5771,50	4368,50	2,00	0,183	0,001	9	9,00	0,121	9,699E-04	0,125	0,001	3
	Площадка	Цех		Источник		Вклад (д. ПДК)			Вклад (мг/куб.м)			Вклад %
		1		3	6002	9,733E-05			7,786E-07			0,053
		1		1	6901	0,003			2,374E-05			1,622
		1		3	2	0,059			4,688E-04			32,040
4	329,00	21,50	2,00	0,183	0,001	269	9,00	0,125	9,997E-04	0,125	0,001	3
	Площадка	Цех		Источник		Вклад (д. ПДК)			Вклад (мг/куб.м)			Вклад %
		1		3	6001	4,251E-04			3,401E-06			0,232
		1		3	1	0,058			4,623E-04			31,548
7	-5776,50	5011,00	2,00	0,187	0,001	169	9,00	0,121	9,709E-04	0,125	0,001	3
	Площадка	Цех		Источник		Вклад (д. ПДК)			Вклад (мг/куб.м)			Вклад %
		1		3	6002	9,309E-05			7,447E-07			0,050
		1		1	6901	0,002			1,662E-05			1,111
		1		3	2	0,063			5,073E-04			33,919
6	-332,00	6,00	2,00	0,188	0,002	88	9,00	0,125	9,997E-04	0,125	0,001	3
	Площадка	Цех		Источник		Вклад (д. ПДК)			Вклад (мг/куб.м)			Вклад %
		1		3	6001	4,100E-04			3,280E-06			0,218
		1		3	1	0,063			5,018E-04			33,348
3	25,00	332,50	2,00	0,188	0,002	187	9,00	0,125	9,997E-04	0,125	0,001	3
	Площадка	Цех		Источник		Вклад (д. ПДК)			Вклад (мг/куб.м)			Вклад %
		1		3	6001	4,195E-04			3,356E-06			0,223
		1		3	1	0,063			5,023E-04			33,367
8	-5451,00	4692,50	2,00	0,207	0,002	272	6,27	0,121	9,701E-04	0,125	0,001	3
	Площадка	Цех		Источник		Вклад (д. ПДК)			Вклад (мг/куб.м)			Вклад %
		1		3	6002	1,023E-04			8,186E-07			0,049
		1		1	6901	0,007			5,728E-05			3,462
		1		3	2	0,078			6,265E-04			37,861

Вещество: 0402 Бутан

№	Коорд Х(м)	Коорд Y(м)	Высот а (м)	Концентр (д. ПДК)	Концентр. (мг/куб.м)	Напр. ветра	Скор. ветра	Фон		Фон до		Тип точки
								доли ПДК	мг/куб.м	доли ПДК	мг/куб.м	

ПРИЛОЖЕНИЯ

1	887,50	5252,50	2,00	0,007	1,480	190	4,37	0,007	1,480	0,007	1,480	4
2	3570,50	2954,50	2,00	0,007	1,480	231	3,04	0,007	1,480	0,007	1,480	4
10	-6092,00	4686,00	2,00	0,007	1,489	88	9,00	0,007	1,480	0,007	1,480	3
Площадка		Цех	Источник		Вклад (д. ПДК)			Вклад (мг/куб.м)		Вклад %		
1		3	2		4,729E-05			0,009		0,635		
5	-25,00	-333,50	2,00	0,007	1,490	2	9,00	0,007	1,480	0,007	1,480	3
Площадка		Цех	Источник		Вклад (д. ПДК)			Вклад (мг/куб.м)		Вклад %		
1		3	1		5,149E-05			0,010		0,691		
4	329,00	21,50	2,00	0,007	1,491	269	9,00	0,007	1,480	0,007	1,480	3
Площадка		Цех	Источник		Вклад (д. ПДК)			Вклад (мг/куб.м)		Вклад %		
1		3	1		5,277E-05			0,011		0,708		
9	-5771,50	4368,50	2,00	0,007	1,491	9	9,00	0,007	1,480	0,007	1,480	3
Площадка		Цех	Источник		Вклад (д. ПДК)			Вклад (мг/куб.м)		Вклад %		
1		3	2		5,351E-05			0,011		0,718		
6	-332,00	6,00	2,00	0,007	1,492	88	9,00	0,007	1,480	0,007	1,480	3
Площадка		Цех	Источник		Вклад (д. ПДК)			Вклад (мг/куб.м)		Вклад %		
1		3	1		5,727E-05			0,011		0,768		
3	25,00	332,50	2,00	0,007	1,492	187	9,00	0,007	1,480	0,007	1,480	3
Площадка		Цех	Источник		Вклад (д. ПДК)			Вклад (мг/куб.м)		Вклад %		
1		3	1		5,733E-05			0,011		0,769		
7	-5776,50	5011,00	2,00	0,007	1,492	169	9,00	0,007	1,480	0,007	1,480	3
Площадка		Цех	Источник		Вклад (д. ПДК)			Вклад (мг/куб.м)		Вклад %		
1		3	2		5,790E-05			0,012		0,776		
8	-5451,00	4692,50	2,00	0,007	1,494	272	6,27	0,007	1,480	0,007	1,480	3
Площадка		Цех	Источник		Вклад (д. ПДК)			Вклад (мг/куб.м)		Вклад %		
1		3	2		7,150E-05			0,014		0,957		

Вещество: 0405 Пентан

№	Коорд X(м)	Коорд Y(м)	Высот а (м)	Концентр (д. ПДК)	Концентр. (мг/куб.м)	Напр. ветра	Скор. ветра	Фон		Фон до		Тип точки
								доли ПДК	мг/куб.м	доли ПДК	мг/куб.м	
1	887,50	5252,50	2,00	0,015	1,480	190	4,37	0,015	1,480	0,015	1,480	4
2	3570,50	2954,50	2,00	0,015	1,480	231	3,04	0,015	1,480	0,015	1,480	4
10	-6092,00	4686,00	2,00	0,015	1,484	88	9,00	0,015	1,480	0,015	1,480	3
Площадка		Цех	Источник		Вклад (д. ПДК)			Вклад (мг/куб.м)		Вклад %		
1		3	2		3,967E-05			0,004		0,267		
5	-25,00	-333,50	2,00	0,015	1,484	2	9,00	0,015	1,480	0,015	1,480	3
Площадка		Цех	Источник		Вклад (д. ПДК)			Вклад (мг/куб.м)		Вклад %		
1		3	1		4,319E-05			0,004		0,291		
4	329,00	21,50	2,00	0,015	1,484	269	9,00	0,015	1,480	0,015	1,480	3
Площадка		Цех	Источник		Вклад (д. ПДК)			Вклад (мг/куб.м)		Вклад %		
1		3	1		4,426E-05			0,004		0,298		
9	-5771,50	4368,50	2,00	0,015	1,484	9	9,00	0,015	1,480	0,015	1,480	3
Площадка		Цех	Источник		Вклад (д. ПДК)			Вклад (мг/куб.м)		Вклад %		
1		3	2		4,488E-05			0,004		0,302		
6	-332,00	6,00	2,00	0,015	1,485	88	9,00	0,015	1,480	0,015	1,480	3
Площадка		Цех	Источник		Вклад (д. ПДК)			Вклад (мг/куб.м)		Вклад %		
1		3	1		4,804E-05			0,005		0,324		
3	25,00	332,50	2,00	0,015	1,485	187	9,00	0,015	1,480	0,015	1,480	3
Площадка		Цех	Источник		Вклад (д. ПДК)			Вклад (мг/куб.м)		Вклад %		
1		3	1		4,809E-05			0,005		0,324		
7	-5776,50	5011,00	2,00	0,015	1,485	169	9,00	0,015	1,480	0,015	1,480	3
Площадка		Цех	Источник		Вклад (д. ПДК)			Вклад (мг/куб.м)		Вклад %		
1		3	2		4,856E-05			0,005		0,327		

ПРИЛОЖЕНИЯ

8	-5451,00	4692,50	2,00	0,015	1,486	272	6,27	0,015	1,480	0,015	1,480	3
Площадка		Цех	Источник		Вклад (д. ПДК)			Вклад (мг/куб.м)		Вклад %		
1		3	2		5,997E-05			0,006		0,404		

Вещество: 0410 Метан

№	Коорд Х(м)	Коорд Y(м)	Высот а (м)	Концентр (д. ПДК)	Концентр. (мг/куб.м)	Напр. ветра	Скор. ветра	Фон		Фон до		Тип точки
								доли ПДК	мг/куб.м	доли ПДК	мг/куб.м	
1	887,50	5252,50	2,00	0,030	1,480	190	4,37	0,030	1,480	0,030	1,480	4
Площадка		Цех	Источник		Вклад (д. ПДК)			Вклад (мг/куб.м)		Вклад %		
1		3	1		2,376E-06			1,188E-04		0,008		
2	3570,50	2954,50	2,00	0,030	1,480	231	3,04	0,030	1,480	0,030	1,480	4
Площадка		Цех	Источник		Вклад (д. ПДК)			Вклад (мг/куб.м)		Вклад %		
1		3	1		2,834E-06			1,417E-04		0,010		
10	-6092,00	4686,00	2,00	0,030	1,487	88	9,00	0,030	1,480	0,030	1,480	3
Площадка		Цех	Источник		Вклад (д. ПДК)			Вклад (мг/куб.м)		Вклад %		
1		1	6901		4,599E-06			2,300E-04		0,015		
1		3	2		1,437E-04			0,007		0,483		
5	-25,00	-333,50	2,00	0,030	1,488	2	9,00	0,030	1,480	0,030	1,480	3
Площадка		Цех	Источник		Вклад (д. ПДК)			Вклад (мг/куб.м)		Вклад %		
1		3	6001		1,282E-06			6,411E-05		0,004		
1		3	1		1,565E-04			0,008		0,526		
4	329,00	21,50	2,00	0,030	1,488	269	9,00	0,030	1,480	0,030	1,480	3
Площадка		Цех	Источник		Вклад (д. ПДК)			Вклад (мг/куб.м)		Вклад %		
1		3	6001		1,265E-06			6,325E-05		0,004		
1		3	1		1,604E-04			0,008		0,539		
9	-5771,50	4368,50	2,00	0,030	1,488	9	9,00	0,030	1,480	0,030	1,480	3
Площадка		Цех	Источник		Вклад (д. ПДК)			Вклад (мг/куб.м)		Вклад %		
1		1	6901		1,571E-06			7,854E-05		0,005		
1		3	2		1,626E-04			0,008		0,546		
6	-332,00	6,00	2,00	0,030	1,489	88	9,00	0,030	1,480	0,030	1,480	3
Площадка		Цех	Источник		Вклад (д. ПДК)			Вклад (мг/куб.м)		Вклад %		
1		3	6001		1,220E-06			6,101E-05		0,004		
1		3	1		1,741E-04			0,009		0,585		
3	25,00	332,50	2,00	0,030	1,489	187	9,00	0,030	1,480	0,030	1,480	3
Площадка		Цех	Источник		Вклад (д. ПДК)			Вклад (мг/куб.м)		Вклад %		
1		3	6001		1,248E-06			6,242E-05		0,004		
1		3	1		1,742E-04			0,009		0,585		
7	-5776,50	5011,00	2,00	0,030	1,489	169	9,00	0,030	1,480	0,030	1,480	3
Площадка		Цех	Источник		Вклад (д. ПДК)			Вклад (мг/куб.м)		Вклад %		
1		1	6901		1,100E-06			5,499E-05		0,004		
1		3	2		1,760E-04			0,009		0,591		
8	-5451,00	4692,50	2,00	0,030	1,491	272	6,27	0,030	1,480	0,030	1,480	3
Площадка		Цех	Источник		Вклад (д. ПДК)			Вклад (мг/куб.м)		Вклад %		
1		1	6901		3,790E-06			1,895E-04		0,013		
1		3	2		2,173E-04			0,011		0,729		

Вещество: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10

№	Коорд Х(м)	Коорд Y(м)	Высот а (м)	Концентр (д. ПДК)	Концентр. (мг/куб.м)	Напр. ветра	Скор. ветра	Фон		Фон до		Тип точки
								доли ПДК	мг/куб.м	доли ПДК	мг/куб.м	
2	3570,50	2954,50	2,00	0,002	0,100	281	9,00	0,002	0,100	0,002	0,100	4
Площадка		Цех	Источник		Вклад (д. ПДК)			Вклад (мг/куб.м)		Вклад %		
1		1	6901		3,559E-06			1,779E-04		0,178		

ПРИЛОЖЕНИЯ

1	887,50	5252,50	2,00	0,002	0,100	265	9,00	0,002	0,100	0,002	0,100	4
Площадка		Цех		Источник		Вклад (д. ПДК)		Вклад (мг/куб.м)		Вклад %		
1		1		6901		7,233E-06		3,616E-04		0,361		
5	-25,00	-333,50	2,00	0,002	0,102	2	9,00	0,002	0,100	0,002	0,100	3
Площадка		Цех		Источник		Вклад (д. ПДК)		Вклад (мг/куб.м)		Вклад %		
1		3		1		3,919E-05		0,002		1,924		
4	329,00	21,50	2,00	0,002	0,102	269	9,00	0,002	0,100	0,002	0,100	3
Площадка		Цех		Источник		Вклад (д. ПДК)		Вклад (мг/куб.м)		Вклад %		
1		3		1		4,017E-05		0,002		1,971		
6	-332,00	6,00	2,00	0,002	0,102	88	9,00	0,002	0,100	0,002	0,100	3
Площадка		Цех		Источник		Вклад (д. ПДК)		Вклад (мг/куб.м)		Вклад %		
1		3		1		4,360E-05		0,002		2,136		
3	25,00	332,50	2,00	0,002	0,102	187	9,00	0,002	0,100	0,002	0,100	3
Площадка		Цех		Источник		Вклад (д. ПДК)		Вклад (мг/куб.м)		Вклад %		
1		3		1		4,364E-05		0,002		2,138		
7	-5776,50	5011,00	2,00	0,002	0,120	179	9,00	0,002	0,087	0,002	0,100	3
Площадка		Цех		Источник		Вклад (д. ПДК)		Вклад (мг/куб.м)		Вклад %		
1		3		2		9,218E-06		4,609E-04		0,383		
1		1		6901		6,647E-04		0,033		27,603		
9	-5771,50	4368,50	2,00	0,002	0,121	0	9,00	0,002	0,086	0,002	0,100	3
Площадка		Цех		Источник		Вклад (д. ПДК)		Вклад (мг/куб.м)		Вклад %		
1		3		2		1,037E-05		5,186E-04		0,428		
1		1		6901		6,867E-04		0,034		28,349		
10	-6092,00	4686,00	2,00	0,002	0,122	90	9,00	0,002	0,087	0,002	0,100	3
Площадка		Цех		Источник		Вклад (д. ПДК)		Вклад (мг/куб.м)		Вклад %		
1		3		2		3,301E-05		0,002		1,354		
1		1		6901		6,740E-04		0,034		27,650		
8	-5451,00	4692,50	2,00	0,002	0,123	269	9,00	0,002	0,086	0,002	0,100	3
Площадка		Цех		Источник		Вклад (д. ПДК)		Вклад (мг/куб.м)		Вклад %		
1		3		2		4,502E-05		0,002		1,834		
1		1		6901		6,825E-04		0,034		27,803		

Вещество: 0417 Этан

№	Коорд Х(м)	Коорд Y(м)	Высот а в (м)	Концентр (д. ПДК)	Концентр. (мг/куб.м)	Напр. ветра	Скор. ветра	Фон		Фон до		Тип точки
								доли ПДК	мг/куб.м	доли ПДК	мг/куб.м	
1	887,50	5252,50	2,00	0,030	1,480	190	4,37	0,030	1,480	0,030	1,480	4
Площадка		Цех		Источник		Вклад (д. ПДК)		Вклад (мг/куб.м)		Вклад %		
1		3		1		5,628E-06		2,814E-04		0,019		
2	3570,50	2954,50	2,00	0,030	1,480	231	3,04	0,030	1,480	0,030	1,480	4
Площадка		Цех		Источник		Вклад (д. ПДК)		Вклад (мг/куб.м)		Вклад %		
1		3		1		6,714E-06		3,357E-04		0,023		
10	-6092,00	4686,00	2,00	0,030	1,497	88	9,00	0,030	1,480	0,030	1,480	3
Площадка		Цех		Источник		Вклад (д. ПДК)		Вклад (мг/куб.м)		Вклад %		
1		3		2		3,404E-04		0,017		1,137		
5	-25,00	-333,50	2,00	0,030	1,499	2	9,00	0,030	1,480	0,030	1,480	3
Площадка		Цех		Источник		Вклад (д. ПДК)		Вклад (мг/куб.м)		Вклад %		
1		3		6001		3,088E-06		1,544E-04		0,010		
1		3		1		3,707E-04		0,019		1,237		
4	329,00	21,50	2,00	0,030	1,499	269	9,00	0,030	1,480	0,030	1,480	3
Площадка		Цех		Источник		Вклад (д. ПДК)		Вклад (мг/куб.м)		Вклад %		
1		3		6001		3,047E-06		1,523E-04		0,010		
1		3		1		3,799E-04		0,019		1,267		
9	-5771,50	4368,50	2,00	0,030	1,499	9	9,00	0,030	1,480	0,030	1,480	3

ПРИЛОЖЕНИЯ

Площадка	Цех	Источник	Вклад (д. ПДК)			Вклад (мг/куб.м)			Вклад %			
1	3	2	3,852E-04			0,019			1,285			
6	-332,00	6,00	2,00	0,030	1,501	88	9,00	0,030	1,480	0,030	1,480	3
Площадка	Цех	Источник	Вклад (д. ПДК)			Вклад (мг/куб.м)			Вклад %			
1	3	6001	2,939E-06			1,469E-04			0,010			
1	3	1	4,123E-04			0,021			1,374			
3	25,00	332,50	2,00	0,030	1,501	187	9,00	0,030	1,480	0,030	1,480	3
Площадка	Цех	Источник	Вклад (д. ПДК)			Вклад (мг/куб.м)			Вклад %			
1	3	6001	3,007E-06			1,503E-04			0,010			
1	3	1	4,127E-04			0,021			1,375			
7	-5776,50	5011,00	2,00	0,030	1,501	169	9,00	0,030	1,480	0,030	1,480	3
Площадка	Цех	Источник	Вклад (д. ПДК)			Вклад (мг/куб.м)			Вклад %			
1	3	2	4,168E-04			0,021			1,388			
8	-5451,00	4692,50	2,00	0,030	1,506	272	6,27	0,030	1,480	0,030	1,480	3
Площадка	Цех	Источник	Вклад (д. ПДК)			Вклад (мг/куб.м)			Вклад %			
1	3	2	5,147E-04			0,026			1,709			

Вещество: 0418 Пропан

№	Коорд Х(м)	Коорд Y(м)	Высот а (м)	Концентр (д. ПДК)	Концентр. (мг/куб.м)	Напр. ветра	Скор. ветра	Фон		Фон до		Тип точки
								доли ПДК	мг/куб.м	доли ПДК	мг/куб.м	
1	887,50	5252,50	2,00	0,030	1,480	190	4,37	0,030	1,480	0,030	1,480	4
Площадка	Цех	Источник	Вклад (д. ПДК)			Вклад (мг/куб.м)			Вклад %			
1	3	1	7,220E-06			3,610E-04			0,024			
2	3570,50	2954,50	2,00	0,030	1,480	231	3,04	0,030	1,480	0,030	1,480	4
Площадка	Цех	Источник	Вклад (д. ПДК)			Вклад (мг/куб.м)			Вклад %			
1	3	1	8,613E-06			4,307E-04			0,029			
10	-6092,00	4686,00	2,00	0,030	1,502	88	9,00	0,030	1,480	0,030	1,480	3
Площадка	Цех	Источник	Вклад (д. ПДК)			Вклад (мг/куб.м)			Вклад %			
1	3	2	4,368E-04			0,022			1,454			
5	-25,00	-333,50	2,00	0,030	1,504	2	9,00	0,030	1,480	0,030	1,480	3
Площадка	Цех	Источник	Вклад (д. ПДК)			Вклад (мг/куб.м)			Вклад %			
1	3	6001	3,984E-06			1,992E-04			0,013			
1	3	1	4,755E-04			0,024			1,581			
4	329,00	21,50	2,00	0,030	1,505	269	9,00	0,030	1,480	0,030	1,480	3
Площадка	Цех	Источник	Вклад (д. ПДК)			Вклад (мг/куб.м)			Вклад %			
1	3	6001	3,931E-06			1,965E-04			0,013			
1	3	1	4,873E-04			0,024			1,619			
9	-5771,50	4368,50	2,00	0,030	1,505	9	9,00	0,030	1,480	0,030	1,480	3
Площадка	Цех	Источник	Вклад (д. ПДК)			Вклад (мг/куб.м)			Вклад %			
1	3	6002	1,230E-06			6,151E-05			0,004			
1	3	2	4,942E-04			0,025			1,642			
6	-332,00	6,00	2,00	0,030	1,507	88	9,00	0,030	1,480	0,030	1,480	3
Площадка	Цех	Источник	Вклад (д. ПДК)			Вклад (мг/куб.м)			Вклад %			
1	3	6001	3,792E-06			1,896E-04			0,013			
1	3	1	5,289E-04			0,026			1,755			
3	25,00	332,50	2,00	0,030	1,507	187	9,00	0,030	1,480	0,030	1,480	3
Площадка	Цех	Источник	Вклад (д. ПДК)			Вклад (мг/куб.м)			Вклад %			
1	3	6001	3,879E-06			1,940E-04			0,013			
1	3	1	5,294E-04			0,026			1,757			
7	-5776,50	5011,00	2,00	0,030	1,507	169	9,00	0,030	1,480	0,030	1,480	3
Площадка	Цех	Источник	Вклад (д. ПДК)			Вклад (мг/куб.м)			Вклад %			
1	3	6002	1,177E-06			5,883E-05			0,004			
1	3	2	5,347E-04			0,027			1,774			

ПРИЛОЖЕНИЯ

8	-5451,00	4692,50	2,00	0,030	1,513	272	6,27	0,030	1,480	0,030	1,480	3
	Площадка	Цех	Источник	Вклад (д. ПДК)	Вклад (мг/куб.м)	Вклад %						
	1	3	6002	1,293E-06	6,467E-05	0,004						
	1	3	2	6,603E-04	0,033	2,182						

Вещество: 0621 Метилбензол (Толуол)

№	Коорд Х(м)	Коорд Y(м)	Высот а (м)	Концентр (д. ПДК)	Концентр. (мг/куб.м)	Напр. ветра	Скор. ветра	Фон		Фон до		Тип точки
								доли ПДК	мг/куб.м	доли ПДК	мг/куб.м	
10	-6092,00	4686,00	2,00	0,027	0,016	128	9,00	0,027	0,016	0,027	0,016	3
	Площадка	Цех	Источник	Вклад (д. ПДК)	Вклад (мг/куб.м)	Вклад %						
	1	3	6001	3,614E-05	2,168E-05	0,135						
7	-5776,50	5011,00	2,00	0,027	0,016	131	9,00	0,027	0,016	0,027	0,016	3
	Площадка	Цех	Источник	Вклад (д. ПДК)	Вклад (мг/куб.м)	Вклад %						
	1	3	6001	3,667E-05	2,200E-05	0,137						
9	-5771,50	4368,50	2,00	0,027	0,016	127	9,00	0,027	0,016	0,027	0,016	3
	Площадка	Цех	Источник	Вклад (д. ПДК)	Вклад (мг/куб.м)	Вклад %						
	1	3	6001	4,096E-05	2,458E-05	0,153						
8	-5451,00	4692,50	2,00	0,027	0,016	131	9,00	0,027	0,016	0,027	0,016	3
	Площадка	Цех	Источник	Вклад (д. ПДК)	Вклад (мг/куб.м)	Вклад %						
	1	3	6001	4,121E-05	2,473E-05	0,154						
1	887,50	5252,50	2,00	0,027	0,016	190	6,27	0,027	0,016	0,027	0,016	4
	Площадка	Цех	Источник	Вклад (д. ПДК)	Вклад (мг/куб.м)	Вклад %						
	1	3	6001	5,855E-05	3,513E-05	0,219						
2	3570,50	2954,50	2,00	0,027	0,016	230	6,27	0,027	0,016	0,027	0,016	4
	Площадка	Цех	Источник	Вклад (д. ПДК)	Вклад (мг/куб.м)	Вклад %						
	1	3	6001	6,836E-05	4,101E-05	0,256						
5	-25,00	-333,50	2,00	0,031	0,018	4	9,00	0,027	0,016	0,027	0,016	3
	Площадка	Цех	Источник	Вклад (д. ПДК)	Вклад (мг/куб.м)	Вклад %						
	1	3	6001	0,004	0,002	12,921						
3	25,00	332,50	2,00	0,031	0,018	184	9,00	0,027	0,016	0,027	0,016	3
	Площадка	Цех	Источник	Вклад (д. ПДК)	Вклад (мг/куб.м)	Вклад %						
	1	3	6001	0,004	0,002	12,969						
6	-332,00	6,00	2,00	0,031	0,018	91	9,00	0,027	0,016	0,027	0,016	3
	Площадка	Цех	Источник	Вклад (д. ПДК)	Вклад (мг/куб.м)	Вклад %						
	1	3	6001	0,004	0,002	13,052						
4	329,00	21,50	2,00	0,031	0,018	266	9,00	0,027	0,016	0,027	0,016	3
	Площадка	Цех	Источник	Вклад (д. ПДК)	Вклад (мг/куб.м)	Вклад %						
	1	3	6001	0,004	0,002	13,158						

Вещество: 1052 Метанол (Метиловый спирт)

№	Коорд Х(м)	Коорд Y(м)	Высот а (м)	Концентр (д. ПДК)	Концентр. (мг/куб.м)	Напр. ветра	Скор. ветра	Фон		Фон до		Тип точки
								доли ПДК	мг/куб.м	доли ПДК	мг/куб.м	
10	-6092,00	4686,00	2,00	3,253E-05	3,253E-05	128	9,00	-	-	-	-	3
	Площадка	Цех	Источник	Вклад (д. ПДК)	Вклад (мг/куб.м)	Вклад %						
	1	3	6001	3,253E-05	3,253E-05	100,000						
7	-5776,50	5011,00	2,00	3,300E-05	3,300E-05	131	9,00	-	-	-	-	3
	Площадка	Цех	Источник	Вклад (д. ПДК)	Вклад (мг/куб.м)	Вклад %						
	1	3	6001	3,300E-05	3,300E-05	100,000						
9	-5771,50	4368,50	2,00	3,686E-05	3,686E-05	127	9,00	-	-	-	-	3
	Площадка	Цех	Источник	Вклад (д. ПДК)	Вклад (мг/куб.м)	Вклад %						
	1	3	6001	3,686E-05	3,686E-05	100,000						
8	-5451,00	4692,50	2,00	3,709E-05	3,709E-05	131	9,00	-	-	-	-	3

ПРИЛОЖЕНИЯ

Площадка	Цех	Источник	Вклад (д. ПДК)				Вклад (мг/куб.м)		Вклад %	
1	3	6001	3,709E-05				3,709E-05		100,000	
1	887,50	5252,50	2,00	5,270E-05	5,270E-05	190	6,27	-	-	4
Площадка	Цех	Источник	Вклад (д. ПДК)				Вклад (мг/куб.м)		Вклад %	
1	3	6001	5,270E-05				5,270E-05		100,000	
2	3570,50	2954,50	2,00	6,152E-05	6,152E-05	230	6,27	-	-	4
Площадка	Цех	Источник	Вклад (д. ПДК)				Вклад (мг/куб.м)		Вклад %	
1	3	6001	6,152E-05				6,152E-05		100,000	
5	-25,00	-333,50	2,00	0,004	0,004	4	9,00	-	-	3
Площадка	Цех	Источник	Вклад (д. ПДК)				Вклад (мг/куб.м)		Вклад %	
1	3	6001	0,004				0,004		100,000	
3	25,00	332,50	2,00	0,004	0,004	184	9,00	-	-	3
Площадка	Цех	Источник	Вклад (д. ПДК)				Вклад (мг/куб.м)		Вклад %	
1	3	6001	0,004				0,004		100,000	
6	-332,00	6,00	2,00	0,004	0,004	91	9,00	-	-	3
Площадка	Цех	Источник	Вклад (д. ПДК)				Вклад (мг/куб.м)		Вклад %	
1	3	6001	0,004				0,004		100,000	
4	329,00	21,50	2,00	0,004	0,004	266	9,00	-	-	3
Площадка	Цех	Источник	Вклад (д. ПДК)				Вклад (мг/куб.м)		Вклад %	
1	3	6001	0,004				0,004		100,000	

Вещество: 2704 Бензин (нефтяной, малосернистый) (в пересчете на углерод)

№	Коорд Х(м)	Коорд Y(м)	Высот (м)	Концентр (д. ПДК)	Концентр. (мг/куб.м)	Напр. ветра	Скор. ветра	Фон		Фон до		Тип точки
								доли ПДК	мг/куб.м	доли ПДК	мг/куб.м	
10	-6092,00	4686,00	2,00	1,301E-05	6,504E-05	128	9,00	-	-	-	-	3
Площадка	Цех	Источник	Вклад (д. ПДК)				Вклад (мг/куб.м)		Вклад %			
1	3	6001	1,301E-05				6,504E-05		100,000			
7	-5776,50	5011,00	2,00	1,320E-05	6,599E-05	131	9,00	-	-	-	-	3
Площадка	Цех	Источник	Вклад (д. ПДК)				Вклад (мг/куб.м)		Вклад %			
1	3	6001	1,320E-05				6,599E-05		100,000			
9	-5771,50	4368,50	2,00	1,474E-05	7,372E-05	127	9,00	-	-	-	-	3
Площадка	Цех	Источник	Вклад (д. ПДК)				Вклад (мг/куб.м)		Вклад %			
1	3	6001	1,474E-05				7,372E-05		100,000			
8	-5451,00	4692,50	2,00	1,483E-05	7,417E-05	131	9,00	-	-	-	-	3
Площадка	Цех	Источник	Вклад (д. ПДК)				Вклад (мг/куб.м)		Вклад %			
1	3	6001	1,483E-05				7,417E-05		100,000			
1	887,50	5252,50	2,00	2,108E-05	1,054E-04	190	6,27	-	-	-	-	4
Площадка	Цех	Источник	Вклад (д. ПДК)				Вклад (мг/куб.м)		Вклад %			
1	3	6001	2,108E-05				1,054E-04		100,000			
2	3570,50	2954,50	2,00	2,461E-05	1,230E-04	230	6,27	-	-	-	-	4
Площадка	Цех	Источник	Вклад (д. ПДК)				Вклад (мг/куб.м)		Вклад %			
1	3	6001	2,461E-05				1,230E-04		100,000			
5	-25,00	-333,50	2,00	0,001	0,007	4	9,00	-	-	-	-	3
Площадка	Цех	Источник	Вклад (д. ПДК)				Вклад (мг/куб.м)		Вклад %			
1	3	6001	0,001				0,007		100,000			
3	25,00	332,50	2,00	0,001	0,007	184	9,00	-	-	-	-	3
Площадка	Цех	Источник	Вклад (д. ПДК)				Вклад (мг/куб.м)		Вклад %			
1	3	6001	0,001				0,007		100,000			
6	-332,00	6,00	2,00	0,001	0,007	91	9,00	-	-	-	-	3
Площадка	Цех	Источник	Вклад (д. ПДК)				Вклад (мг/куб.м)		Вклад %			
1	3	6001	0,001				0,007		100,000			
4	329,00	21,50	2,00	0,001	0,007	266	9,00	-	-	-	-	3
Площадка	Цех	Источник	Вклад (д. ПДК)				Вклад (мг/куб.м)		Вклад %			
1	3	6001	0,001				0,007		100,000			

ПРИЛОЖЕНИЯ

1 3 6001 0,001 0,007 100,000

Вещество: 2732 Керосин

№	Коорд Х(м)	Коорд У(м)	Высот а (м)	Концентр (д. ПДК)	Концентр. (мг/куб.м)	Напр. ветра	Скор. ветра	Фон		Фон до		Тип точки
								доли ПДК	мг/куб.м	доли ПДК	мг/куб.м	
10	-6092,00	4686,00	2,00	8,131E-05	9,757E-05	128	9,00	-	-	-	-	3
Площадка		Цех	Источник		Вклад (д. ПДК)		Вклад (мг/куб.м)		Вклад %			
1		3	6001		8,131E-05		9,757E-05		100,000			
7	-5776,50	5011,00	2,00	8,249E-05	9,899E-05	131	9,00	-	-	-	-	3
Площадка		Цех	Источник		Вклад (д. ПДК)		Вклад (мг/куб.м)		Вклад %			
1		3	6001		8,249E-05		9,899E-05		100,000			
9	-5771,50	4368,50	2,00	9,216E-05	1,106E-04	127	9,00	-	-	-	-	3
Площадка		Цех	Источник		Вклад (д. ПДК)		Вклад (мг/куб.м)		Вклад %			
1		3	6001		9,216E-05		1,106E-04		100,000			
8	-5451,00	4692,50	2,00	9,272E-05	1,113E-04	131	9,00	-	-	-	-	3
Площадка		Цех	Источник		Вклад (д. ПДК)		Вклад (мг/куб.м)		Вклад %			
1		3	6001		9,272E-05		1,113E-04		100,000			
1	887,50	5252,50	2,00	1,317E-04	1,581E-04	190	6,27	-	-	-	-	4
Площадка		Цех	Источник		Вклад (д. ПДК)		Вклад (мг/куб.м)		Вклад %			
1		3	6001		1,317E-04		1,581E-04		100,000			
2	3570,50	2954,50	2,00	1,538E-04	1,846E-04	230	6,27	-	-	-	-	4
Площадка		Цех	Источник		Вклад (д. ПДК)		Вклад (мг/куб.м)		Вклад %			
1		3	6001		1,538E-04		1,846E-04		100,000			
5	-25,00	-333,50	2,00	0,009	0,011	4	9,00	-	-	-	-	3
Площадка		Цех	Источник		Вклад (д. ПДК)		Вклад (мг/куб.м)		Вклад %			
1		3	6001		0,009		0,011		100,000			
3	25,00	332,50	2,00	0,009	0,011	184	9,00	-	-	-	-	3
Площадка		Цех	Источник		Вклад (д. ПДК)		Вклад (мг/куб.м)		Вклад %			
1		3	6001		0,009		0,011		100,000			
6	-332,00	6,00	2,00	0,009	0,011	91	9,00	-	-	-	-	3
Площадка		Цех	Источник		Вклад (д. ПДК)		Вклад (мг/куб.м)		Вклад %			
1		3	6001		0,009		0,011		100,000			
4	329,00	21,50	2,00	0,009	0,011	266	9,00	-	-	-	-	3
Площадка		Цех	Источник		Вклад (д. ПДК)		Вклад (мг/куб.м)		Вклад %			
1		3	6001		0,009		0,011		100,000			

Отчет

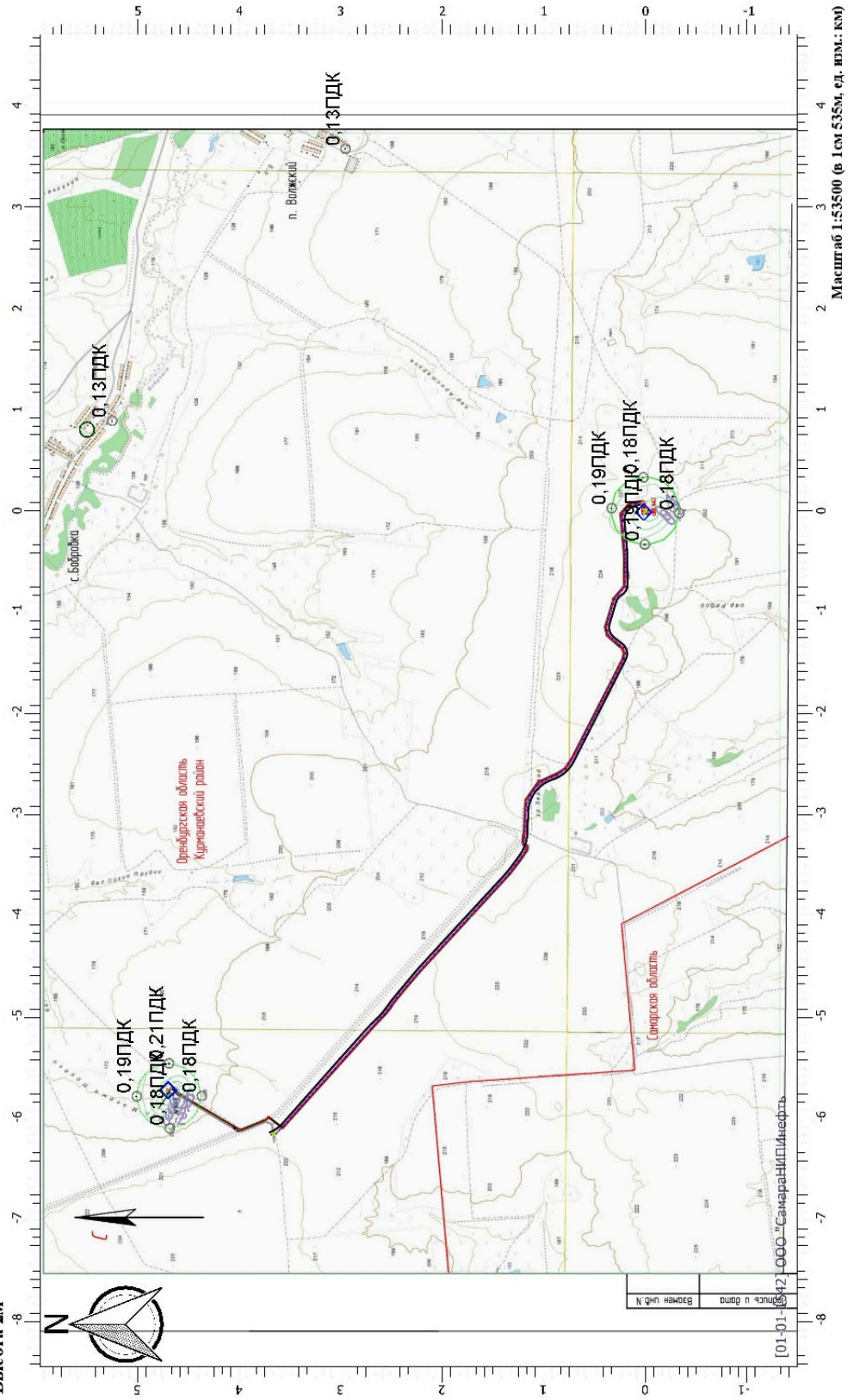
Вариант расчета: 6025П Ишувское (эксплуатация) (133) - Расчет рассеивания по МРР-2017 [22.10.2019 16:46 - 22.10.2019 16:46], ЛЕТО

Тип расчета: Концентрации по веществам

Код расчета: 0333 (Дигидросульфид (Сероводород))

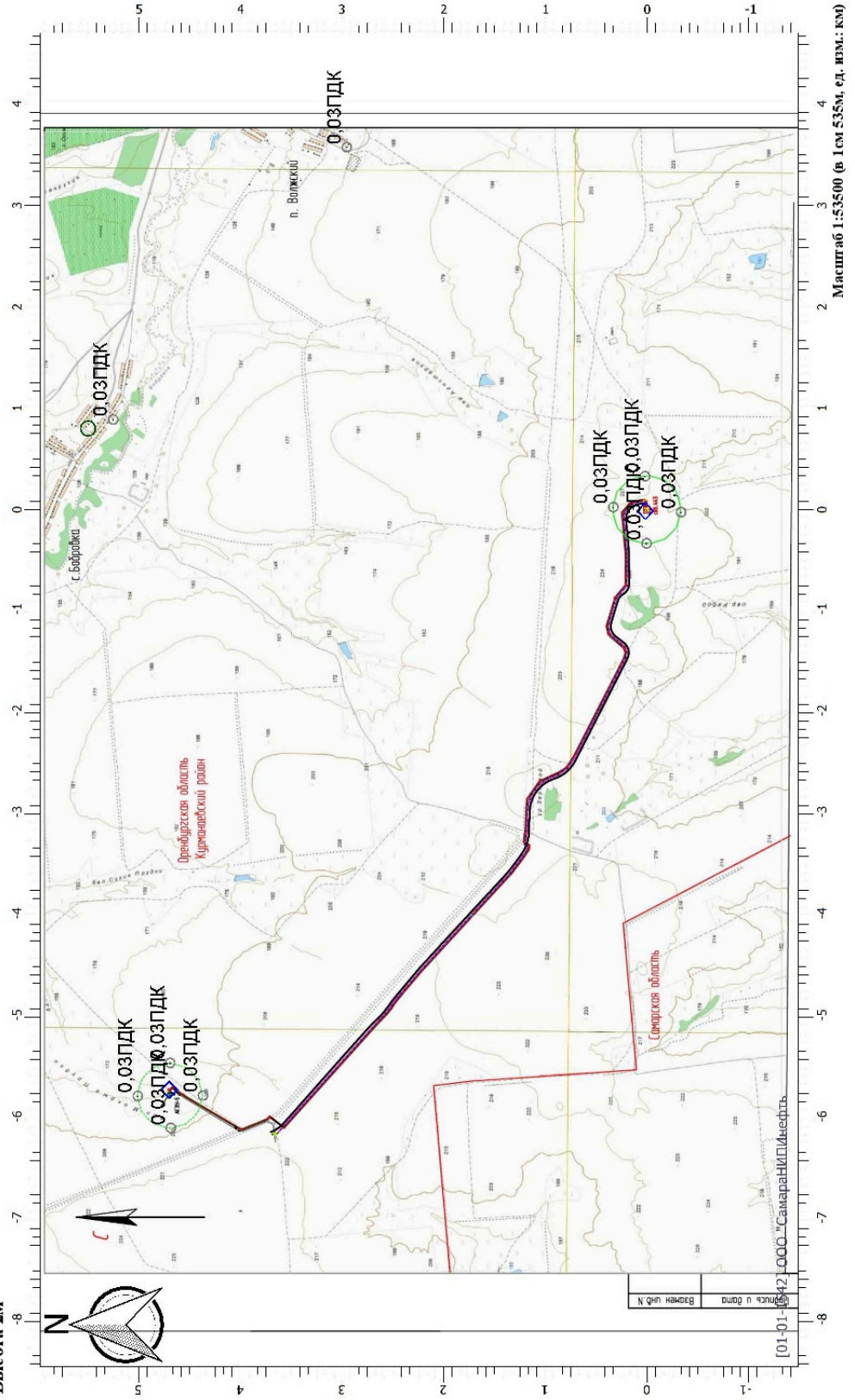
Параметр: Концентрация вредного вещества (в долях ПДК)

Высота 2м



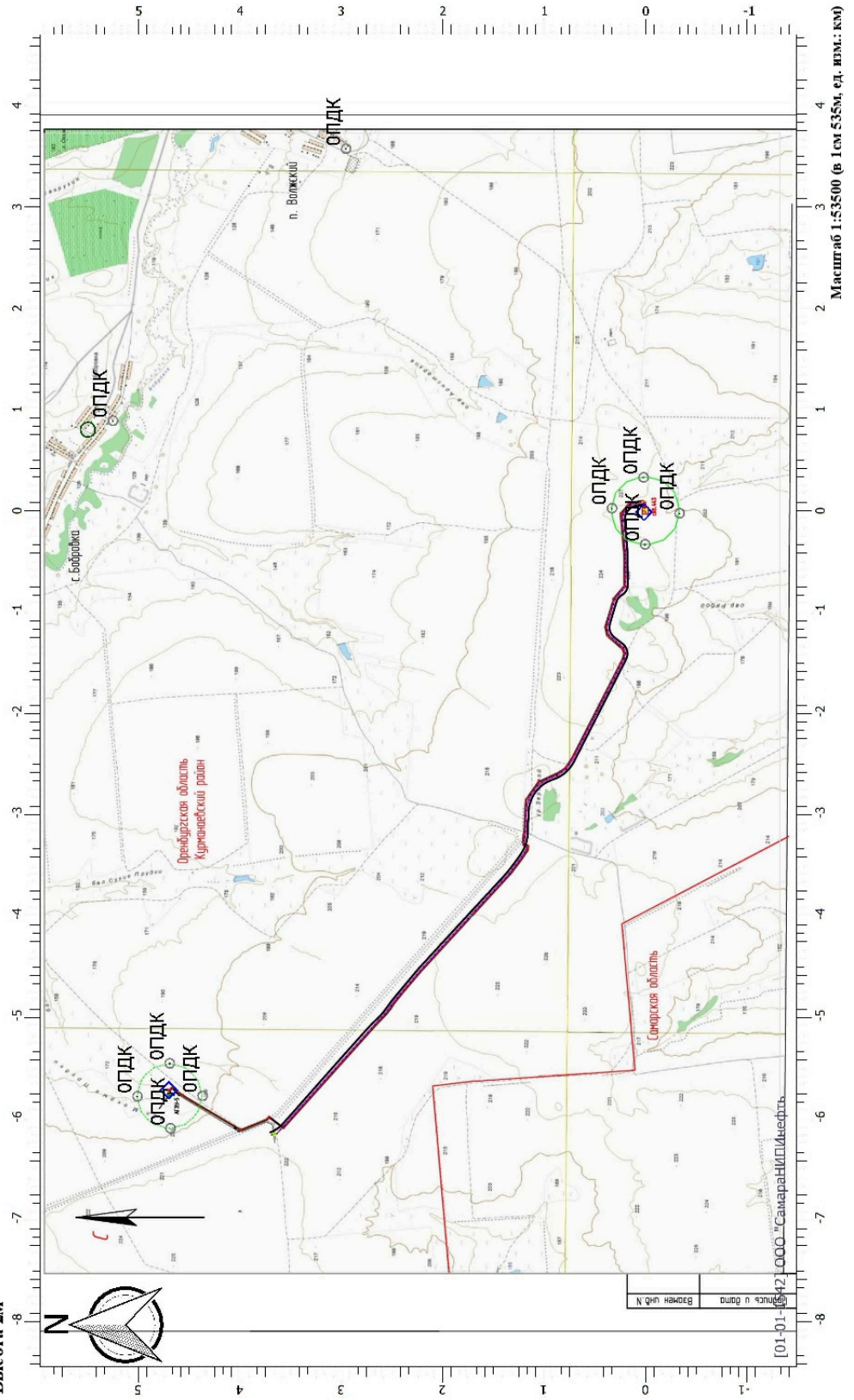
Отчет

Вариант расчета: 6025П Ишувское (эксплуатация) (133) - Расчет рассеивания по МРР-2017 [22.10.2019 16:46 - 22.10.2019 16:46], ЛЕТО
 Тип расчета: Концентрации по веществам
 Код расчета: 0410 (Метан)
 Параметр: Концентрация вредного вещества (в долях ПДК)
 Высота 2м



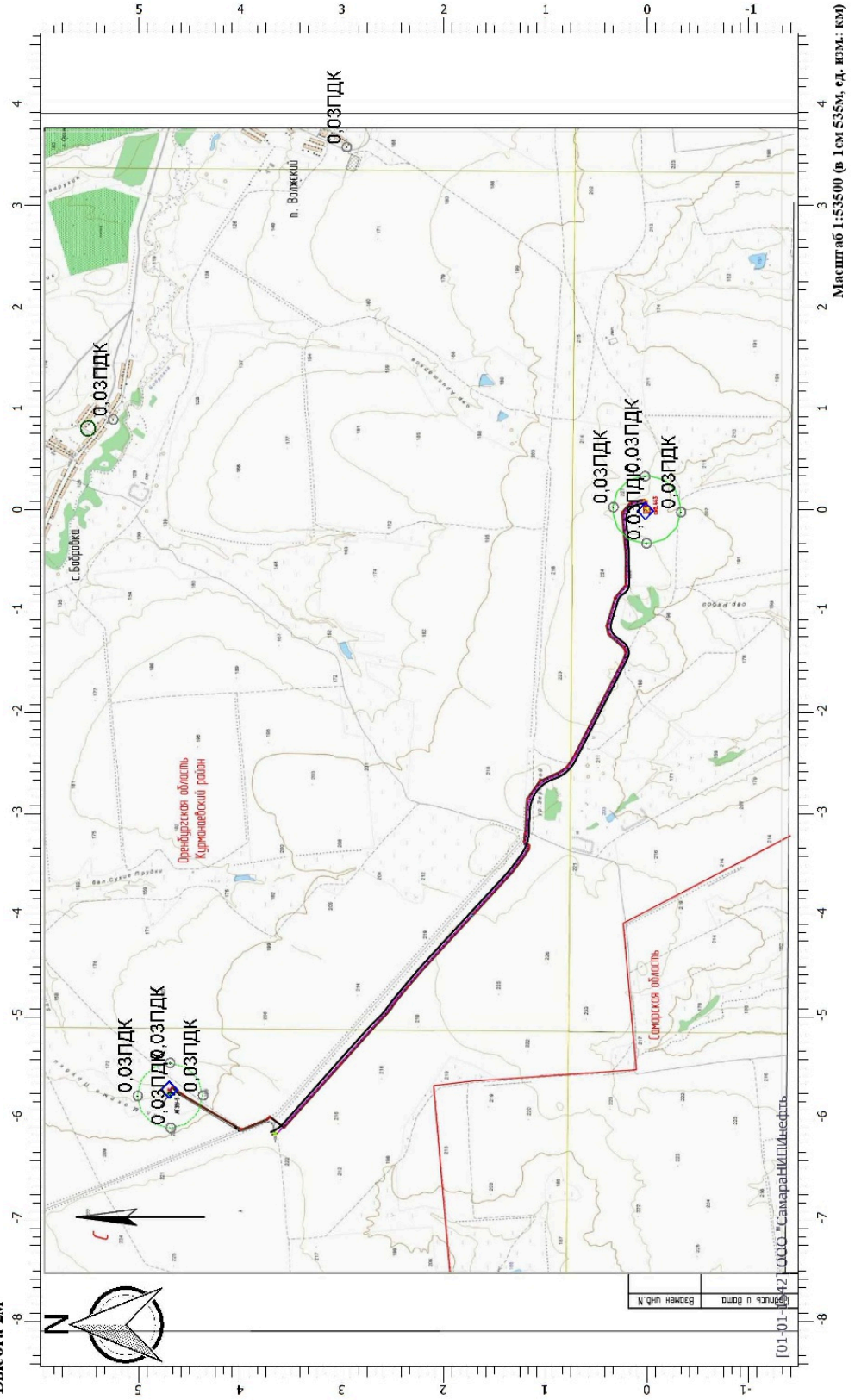
Отчет

Вариант расчета: 6025П Ишувское (эксплуатация) (133) - Расчет рассеивания по МРР-2017 [22.10.2019 16:46 - 22.10.2019 16:46], ЛЕТО
 Тип расчета: Концентрации по веществам
 Код расчета: 0416 (Смесь углеводородов предельных С6-С10)
 Параметр: Концентрация вредного вещества (в долях ПДК)
 Высота 2м



Отчет

Вариант расчета: 6025П Ишувское (эксплуатация) (133) - Расчет рассеивания по МРР-2017 [22.10.2019 16:46 - 22.10.2019 16:46], ЛЕТО
 Тип расчета: Концентрации по веществам
 Код расчета: 0418 (Пропан)
 Параметр: Концентрация вредного вещества (в долях ПДК)
 Высота 2м



Отчет

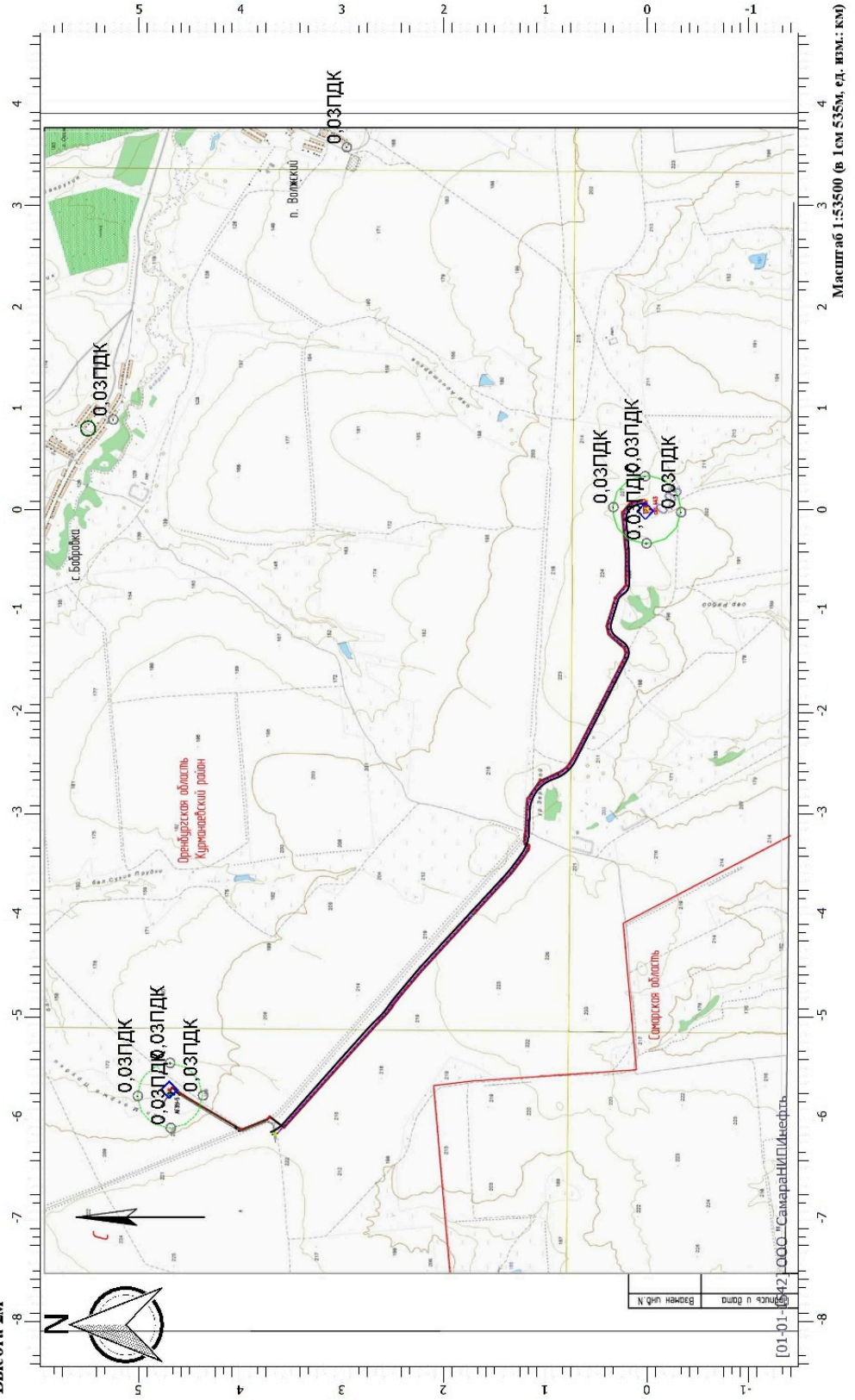
Вариант расчета: 6025П Ишувское (эксплуатация) (133) - Расчет рассеивания по МРР-2017 [22.10.2019 16:46 - 22.10.2019 16:46], ЛЕТО

Тип расчета: Концентрации по веществам

Код расчета: 0621 (Метилбензол (Толуол))

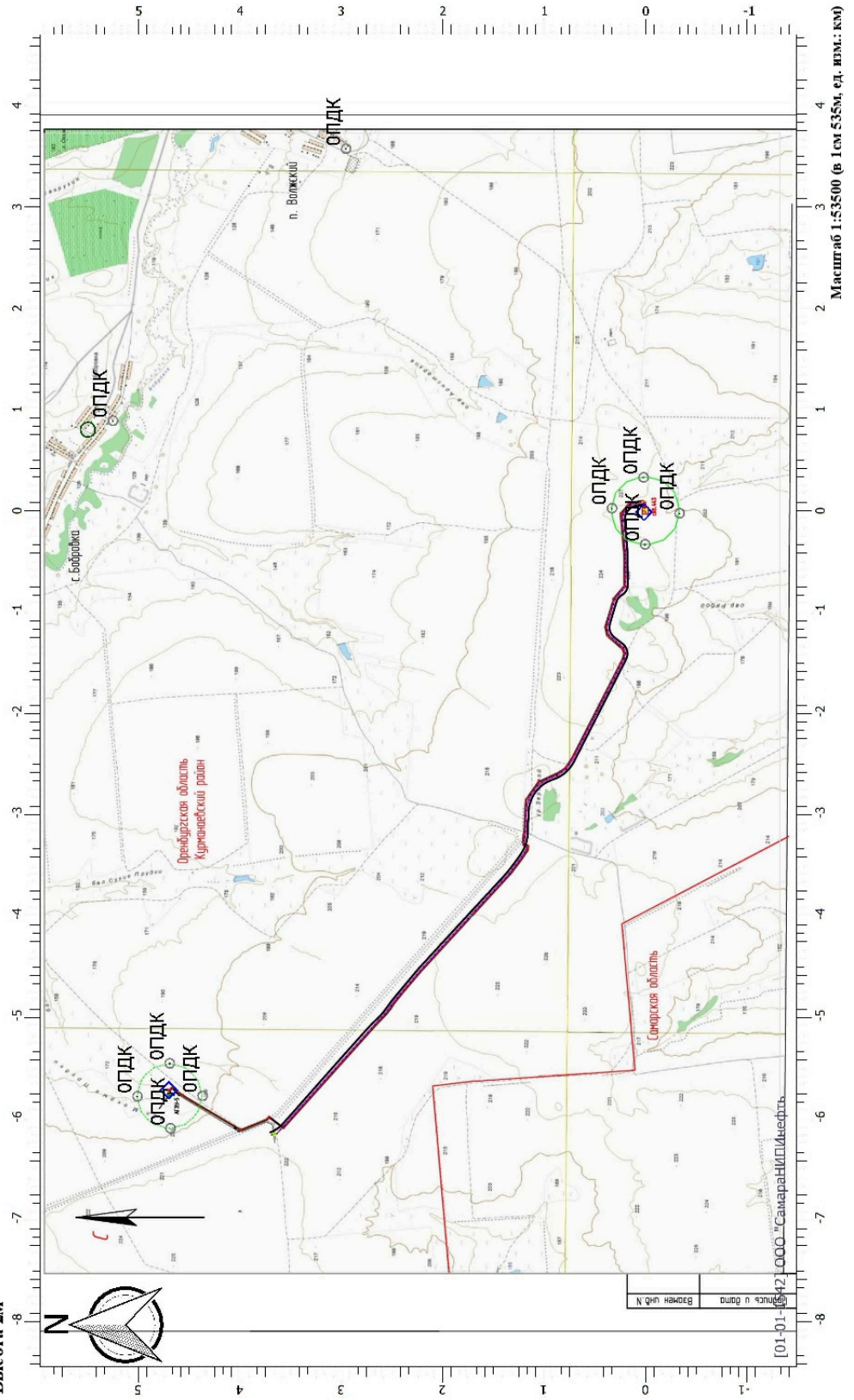
Параметр: Концентрация вредного вещества (в долях ПДК)

Высота 2м



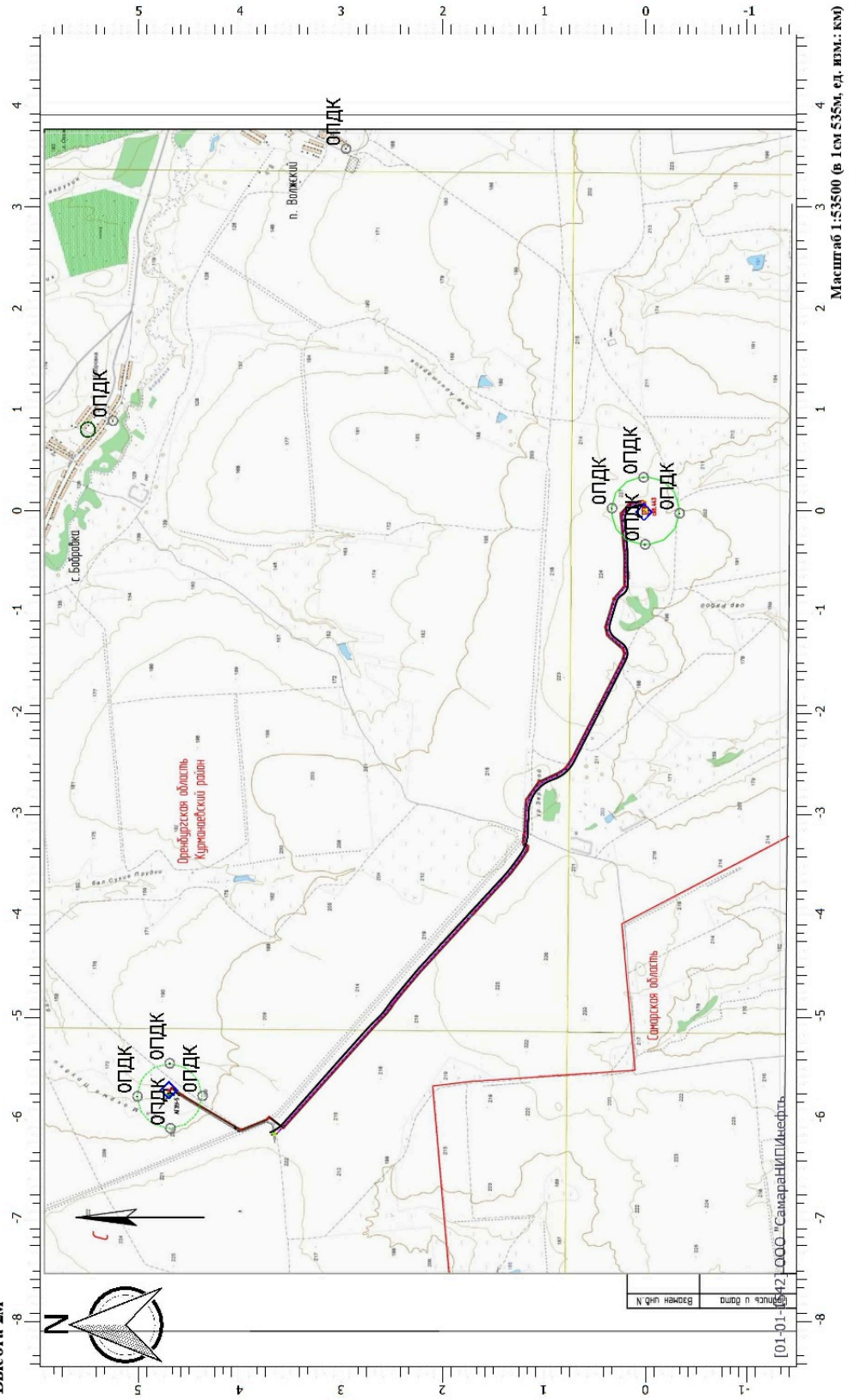
Отчет

Вариант расчета: 6025П Ишувское (эксплуатация) (133) - Расчет рассеивания по МРР-2017 [22.10.2019 16:46 - 22.10.2019 16:46], ЛЕТО
 Тип расчета: Концентрации по веществам
 Код расчета: 1052 (Метанол (Метиловый спирт))
 Параметр: Концентрация вредного вещества (в долях ПДК)
 Высота 2м



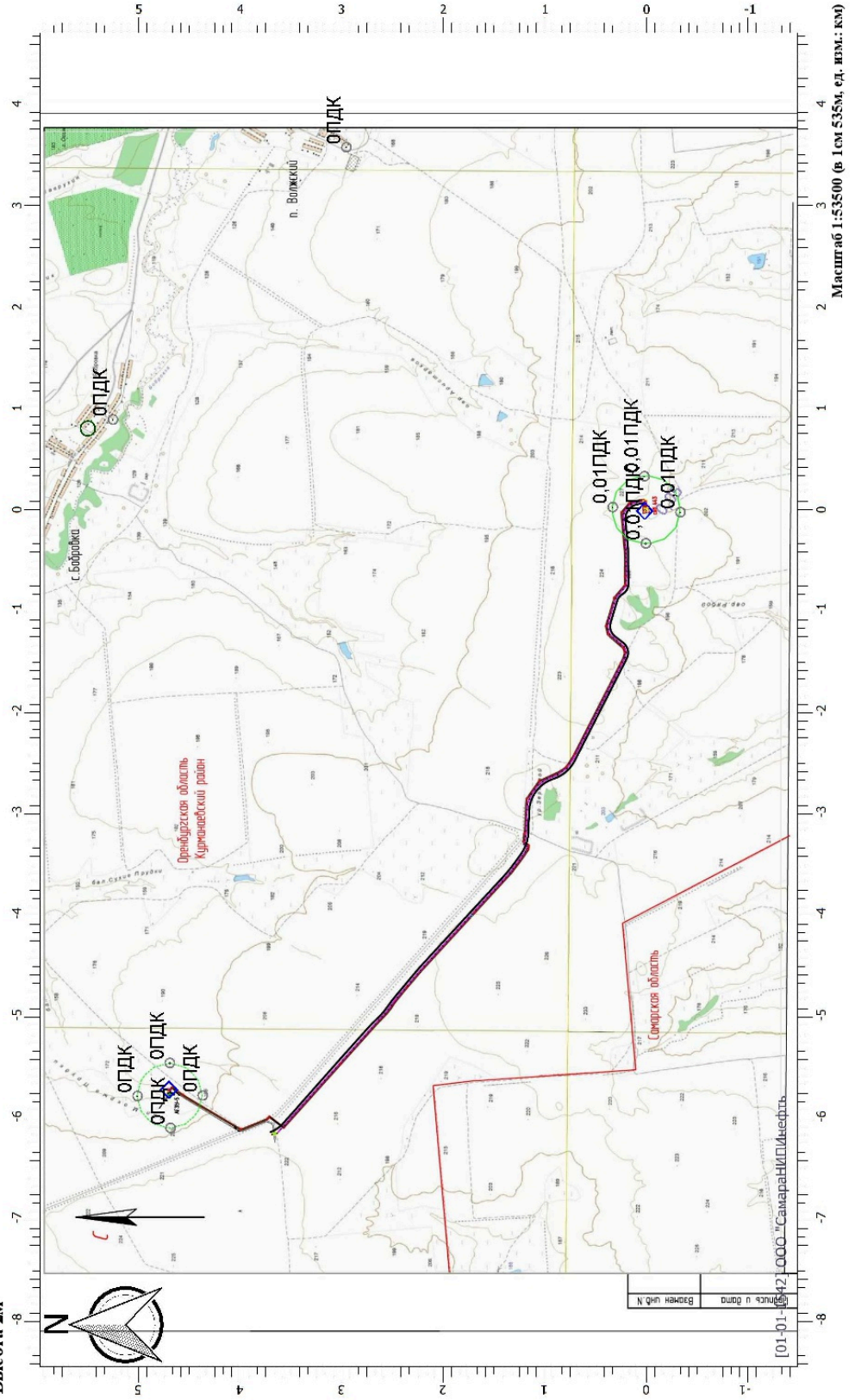
Отчет

Вариант расчета: 6025П Ишувское (эксплуатация) (133) - Расчет рассеивания по МРР-2017 [22.10.2019 16:46 - 22.10.2019 16:46], ЛЕТО
 Тип расчета: Концентрации по веществам
 Код расчета: 2704 (Бензин (нефтяной, малосернистый) (в пересчете на углевод))
 Параметр: Концентрация вредного вещества (в долях ЦДК)
 Высота 2м



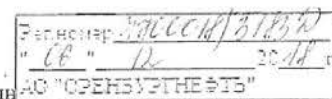
Отчет

Вариант расчета: 6025П Ишувское (эксплуатация) (133) - Расчет рассеивания по МРР-2017 [22.10.2019 16:46 - 22.10.2019 16:46], ЛЕТО
 Тип расчета: Концентрации по веществам
 Код расчета: 2732 (Керосин)
 Параметр: Концентрация вредного вещества (в долях ПДК)
 Высота 2м



Приложение И Договор оказания услуг по обеспечению бутилированной водой; договор на оказание услуг по отпуску питьевой воды; договор возмездного оказания услуг

ДОГОВОР оказания услуг по обеспечению бутилированной



г. Бузулук

2018 г.

АО «Оренбургнефть», именуемое в дальнейшем «Заказчик», в лице Генерального директора Худякова Д.Л. действующего на основании Устава с одной стороны и ООО «Реалит», именуемое в дальнейшем «Исполнитель», в лице Директора Мичеева А.В. действующего на основании Устава, именуемое в дальнейшем «Исполнитель», с другой стороны, вместе именуемые «Стороны», заключили настоящий договор (далее - Договор) о нижеследующем.

1. Предмет договора

1.1. По настоящему договору Исполнитель принимает на себя обязательства оказать услуги по обеспечению бутилированной водой (далее Товаром) объектов Заказчика в соответствии с Техническим заданием (Приложение №1), а Заказчик обязуется принять и оплатить оказанные услуги в соответствии с условиями настоящего договора.

1.2. Услуги, предусмотренные настоящим договором, оказываются Исполнителем на основании Расчета стоимости (Приложение №2) и Графика поставки (Приложение №3).

2. Стоимость договора и порядок расчетов

2.1. Стоимость услуг по настоящему договору составляет _____ руб. (_____ п.) в том числе НДС и определяется расчетом стоимости услуг (Приложение № 2) из них:

2018г. - _____ руб. с НДС (18%)

2019г. - _____ руб. с НДС (20%)

2.2. Оплата оказанных услуг осуществляется Заказчиком не ранее 45 (сорока пяти) и не позднее 60 (шестидесяти) календарных дней с момента подписания Сторонами акта оказанных услуг на основании счетов-фактур, выставляемых Исполнителем, путем перечисления денежных средств на расчетный счет Исполнителя, либо иным, не запрещенным законом способом.

2.3. Датой платежа считается дата списания денежных средств с расчетного счета Заказчика.

2.4. Стоимость услуг по договору, указанная в п.2.1, подлежит выплате в полном объеме при условии надлежащего выполнения Исполнителем всех принятых на себя обязательств.

2.5. В соответствии со ст. 410 ГК РФ Заказчик вправе в порядке и в случаях, предусмотренных настоящим договором, произвести односторонний зачет путем уменьшения суммы, подлежащей выплате Исполнителю за оказанную услугу, на сумму имеющихся у Заказчика денежных требований, возникших в связи с неисполнением или ненадлежащим исполнением исполнителем условий настоящего Договора.

2.6. Односторонний зачет денежных требований производится в следующем порядке:

- в отношении согласованных в настоящем договоре штрафных санкций за нарушение требований в области охраны труда, промышленной безопасности и охраны окружающей среды (ПБОТОС) – из текущих платежей за оказанные услуги по Договору;

- в отношении причиненных Заказчику и документально подтвержденных убытков, неустойки или иных штрафных санкций за нарушения, допущенные Исполнителем при оказании услуг по настоящему договору – из текущих платежей за оказанные услуги по Договору.

2.7. До момента проведения одностороннего зачета, Заказчик обязан проинформировать Исполнителя о возникших убытках, начисленной неустойке или штрафных санкциях и о проведении зачета путем направления соответствующего уведомления заказным письмом по реквизитам, указанным в разделе 11. При этом уведомление считается полученным, если Исполнитель не получил его в почтовом отделении по истечении 5 рабочих дней с момента поступления уведомления в соответствующее почтовое отделение.

2.8. Оговорка о соблюдении требований при выставлении счетов-фактур.



Счета-фактуры, составляемые во исполнение обязательств Сторон по настоящему Договору, должны быть оформлены в соответствии с требованиями действующего налогового законодательства.

В течение 5 (Пяти) рабочих дней с момента подписания настоящего договора Исполнитель обязуется направить Заказчику надлежащим образом заверенные копии документов, подтверждающих полномочия лиц, уполномоченных подписывать дополнительные соглашения к настоящему договору, акты и счета-фактуры (для руководителя - документа о назначении на должность руководителя, для главного бухгалтера - приказа о назначении на должность главного бухгалтера, для иных лиц - приказа (иного распорядительного документа) по организации, доверенности от организации), а также предоставить заверенные организацией образцы подписей вышеуказанных лиц. В случае изменения перечня лиц, имеющих вышеуказанные полномочия, Исполнитель обязуется незамедлительно сообщить об этом Заказчику и предоставить указанные в настоящем абзаце документы в отношении указанных лиц.

Счета-фактуры, составляемые во исполнение обязательств Сторон по настоящему Договору, и подписанные руководителем и главным бухгалтером, должны содержать расшифровки их подписей с указанием фамилий и инициалов.

Счета-фактуры, подписанные лицами, уполномоченными на то приказом (иным распорядительным документом) по организации или доверенностью от имени организации после расшифровки подписи должны содержать реквизиты уполномочивающего документа (наименование, дата, номер).

Счета-фактуры передаются нарочным (курьером) с обязательным подписанием акта приема-передачи счета-фактуры уполномоченными лицами или почтовым отправлением с описью вложения.

Вместе с оригиналами счетов-фактур направляются надлежащим образом заверенные копии документов, подтверждающих полномочия лиц подписывать счета-фактуры (за исключением случаев, когда соответствующие документы были представлены ранее).

При подписании счетов-фактур не допускается использование факсимильного воспроизведения подписи, либо иного аналога собственноручной подписи.

В случае нарушения требований по оформлению счетов-фактур или не предоставления оригинала счета-фактуры в установленные Налоговым кодексом сроки, Сторона, осуществляющая оплату товаров (работ, услуг) по настоящему ДОГОВОРУ, вправе отсрочить соответствующий платеж на срок просрочки предоставления надлежаще оформленного оригинала счет-фактуры.

В течение 5 дней Сторона, получившая счет-фактуру не соответствующую требованиям настоящего Договора, обязана проинформировать другую Сторону об этом с указанием конкретных допущенных нарушений.

2.9. Полномочным представителем Заказчика по проведению сверки расчетов с Исполнителем является Территориальное управление ООО "РН-Учет" в г. Бузулуке.

Заказчик обязуется обеспечить представление в адрес Исполнителя оформленного акта сверки не позднее 25 числа месяца, следующего за отчетным кварталом. Исполнитель обязуется в течение 15 дней с момента получения акта сверки от Территориального управления ООО "РН-Учет" в г. Бузулуке произвести сверку расчетов между Сторонами, оформить протокол разногласий при необходимости, и направить один экземпляр надлежаще оформленного акта сверки в адрес Территориального управления ООО "РН-Учет" в г. Бузулуке: 461049, Российская Федерация, Оренбургская область, г. Бузулук, ул. Объездная, д.5, с указанием ФИО контактного лица - Чистякова Н.В., Атанова Т.Е. (тел.8(35342) 7-47-49 /7-48-89) (в случае направления документов экспресс-почтой) или а/я 448.

При наличии расхождений, к акту сверки должны быть приложены документы, подтверждающие факт оказания (оплаты) услуг.

2.10. Использование для осуществления расчетов счетов, открытых в АО «ВБРР».

2.10.1. Стороны договорились, что в целях настоящей статьи под Субисполнителем понимаются непосредственные субисполнители Исполнители (субисполнители 1 уровня), а также субисполнители субисполнителя 1 уровня (субисполнители 2 уровня) и субисполнители субисполнителя 2 уровня (субисполнители 3 уровня).

2.10.2. Стороны договорились, что

- все расчеты по Договору между Заказчиком и Исполнителем;



- все расчеты между Исполнителем и привлеченными им Субисполнителями;
- все расчеты между Субисполнителями любого уровня;
- все платежи, осуществляемые Заказчиком в адрес любого Субисполнителя, на основании статьи 313 ГК РФ в качестве исполнения обязательства третьим лицом осуществляются только с использованием счетов, открытых в АО «ВБРР».

2.10.3 Исполнитель обязуется включить условие об осуществлении расчетов с использованием счетов, открытых в АО «ВБРР», в договоры со всеми Субисполнителями, привлекаемыми Исполнителем для исполнения обязательств по Договору, а также обеспечить включение такого условия в договоры между Субисполнителями всех уровней.

2.10.4 При запросе предварительного письменного согласия на привлечение конкретного субисполнителя Исполнитель обязуется в составе информации о проекте договора, планируемом к заключению с Субисполнителем, предоставить информацию о наличии у Субисполнителя счета в АО «ВБРР», а также подтверждение наличия в проекте договора с Субисполнителем условий об осуществлении взаиморасчетов с использованием счетов, открытых в АО «ВБРР».

2.10.5 В случае, если к моменту наступления срока осуществления любого из платежей по Договору у Заказчика отсутствует подтверждение наличия у любого из привлеченных Субисполнителей счета, открытого в АО «ВБРР», Заказчик имеет право приостановить оплату до получения такого подтверждения и не будет нести ответственность за просрочку оплаты. Приостановка оплаты не является основанием для корректировки сроков оказания услуг и не освобождает Исполнителя от ответственности за нарушение сроков оказания услуг по Договору.

2.10.6 В случае невыполнения Исполнителем обязанности по обеспечению наличия в договорах с/между Субисполнителями условия об осуществлении расчетов с использованием счетов, открытых в АО «ВБРР», Исполнитель выплачивает Заказчику штраф в размере 100 000 (Сто тысяч) рублей за каждый такой факт.

2.10.7 Условие об осуществлении расчетов с использованием счетов, открытых в АО «ВБРР», является существенным условием Договора. В случае невыполнения Исполнителем любого из обязательств, перечисленных выше, в том числе обязательства обеспечить включение условия об осуществлении расчетов с использованием счетов, открытых в АО «ВБРР», в договоры со всеми Субисполнителями, а также обязательств по наличию счетов в АО «ВБРР» как у Исполнителя, так и у Субисполнителя любого уровня, Заказчик имеет право в одностороннем порядке отказаться от исполнения договора без возмещения убытков Исполнителя, причиненных прекращением Договора.

3. Срок оказания услуг

3.1. Срок начала оказания услуг: «01» декабря 2018г.

3.2. Срок окончания оказанных услуг: «30» ноября 2019г.

3.3. Срок начала и срок окончания оказания услуг соответствует сроку действия договора. В период исполнения обязательств по договору по обеспечению объектов Товаром надлежащего качества, его доставка в таре осуществляется по графику (Приложение № 3) и согласно заявки Заказчика.

4. Обязанности сторон

4.1. «Исполнитель» обязуется:

4.1.1. Обеспечивать снабжение Товаром надлежащего качества, в полном объеме и в срок, предусмотренный условиями настоящего Договора и Приложением № 3.

4.1.2. Соблюдать санитарные требования при оказании услуг;

4.1.3. Самостоятельно обеспечивать соблюдение требований охраны труда и техники безопасности при оказании услуг по настоящему Договору;

4.1.4. Соблюдать требования, изложенные в приложении «Антикоррупционные условия» (Приложение №4 к настоящему договору).

4.1.5. Неукоснительно соблюдать положения следующих локальных нормативных документов (далее – ЛНД) Заказчика предусмотренных Договором, переданных Исполнителю по



Акту приема-передачи ЛНД (по форме Дополнения №1 к Приложению «Исполнение и актуализация ЛНД»):

- Инструкция ПАО «Оренбургнефть» «По организации пропускного и внутриобъектового режимов на объектах» № ПЗ-11.01 П-003 ЮЛ-412 версия 1.00;
- Инструкция Компании «Золотые правила безопасности труда» и порядок их доведения до работников» №ПЗ-05 П-0016 версия 1.00;
- Положение Компании «Система управления безопасностью эксплуатации транспортных средств» №ПЗ-05 Р-0853, версия 1.00.

4.1.6. Исполнитель обязуется соблюдать требования Заказчика в области промышленной и пожарной безопасности, охраны труда и окружающей среды.

Стороны согласовали к применению (соблюдению условий и привлечению к ответственности) в своих отношениях свода обычаев делового оборота, кодифицированного в публичном издании «Требования в области промышленной и пожарной безопасности, охраны труда и окружающей среды к организациям, привлекаемым для выполнения работ и оказания услуги на объектах ПАО «Оренбургнефть» (Оренбург: ИПК «Газпресс» ООО «Сервис ЭнергоГаз», 2017. – 494 с. – ISBN 978-5-94397-190-7).

Указанное издание для его постоянного использования размещено на ресурсах справочных правовых систем «Консультант Плюс» (раздел «Технические нормы и правила») и «Гарант».

Размер штрафных санкций за нарушения требований Заказчика в области ПБОТОС установлен в Приложении №5 «Штрафы за нарушения в области ПБОТОС» к настоящему договору.

В случае противоречий в части размера штрафных санкций между текстом указанного издания и текстом Приложения «Штрафы за нарушения в области ПБОТОС» определяющим (преобладающим) является текст Приложения.

4.1.7. Использовать при оказании услуг в рамках настоящего договора оборудование и/или технологии, в отношении которых он обладает интеллектуальными или коммерческими правами на их применение.

4.1.8. Сообщить Заказчику о любых фактах обращений третьих лиц, содержащих информацию о нарушении, в т.ч. предполагаемом, интеллектуальных прав третьих лиц в отношении оборудования и/или технологий не позднее 3 (трех) дней с момента такого обращения.

4.2. Заказчик обязуется:

4.2.1. Перед началом оказания услуг передать по акту приема-передачи (по форме Дополнения №1 к Приложению «Исполнение и актуализация ЛНД») локальные нормативные документы указанные в п. 4.1.5. настоящего договора.

4.2.2. Создать «Исполнителю» необходимые условия для оказания услуг по настоящему договору.

4.2.3. На момент окончания договора вернуть тару Исполнителя.

5. Сдача и приемка услуг.

5.1. Приемка партии Товара по количеству и качеству производится в присутствии полномочных представителей «Исполнителя» и «Заказчика» и оформляется товарной накладной (ТОРГ-12) в момент поставки.

5.2. Партия Товара считается принятой «Заказчиком» и сдана «Исполнителем»:

- по количеству – согласно товарной накладной (ТОРГ-12);
- по качеству – согласно сертификатам качества.

5.3. В случае выявления при приемке несоответствия качества или количества Товара, в соответствии с условиями настоящего Договора, «Заказчик» составляет Акт с участием представителей «Исполнителя».

5.4. При получении Акта несоответствия, «Исполнитель» обязан в течение 5 дней с момента его получения произвести замену Товара на качественный и/или произвести допоставку Товара.

5.5. Поставка Товара осуществляется на основании условий договора, Графика поставки (Приложение №3) и ежемесячной подаваемой до 5 числа текущего месяца с разбивкой количества Товара по объектно заявки Заказчика. Поставка Товара осуществляется течение одного светового



4

дня по объектам, расположенным в г. Бузулуке и в течение трёх дней по объектам, расположенным на месторождениях с момента получения заявки Исполнителем.

5.7. Сдача результата услуг Исполнителем и приемка его Заказчиком оформляются товарной накладной (ТОРГ-12), подписанной обеими Сторонами.

5.8. Счет-фактуру, товарную накладную (ТОРГ-12) и акта оказанных услуг за отчетный месяц, и другие необходимые документы предоставляются Исполнителем Заказчику в срок не позднее 1-го числа месяца следующего за отчетным. При невозможности предоставления оригиналов в срок, производить замену копий первичных документов на оригиналы до 15-го числа месяца, следующего за отчетным.

5.9. Заказчик рассматривает, подписывает и возвращает Исполнителю в 1 (Одном) экземпляре товарную накладную (ТОРГ-12) в течение 5 (Пяти) рабочих дней с момента получения документов. При обнаружении при приемке услуг отступлений от настоящего договора, ухудшающих результат услуги, или иных недостатков в услуге Заказчик обязуется направить Исполнителю мотивированный отказ от подписания товарной накладной (ТОРГ-12) в течение 5 (Пяти) рабочих дней со дня получения документов.

5.10. Заказчик, обнаружив недостатки в услугах при их приемке, вправе ссылаться на них в случаях, если в товарной накладной предъявления требования об их устранении.

5.11. Заказчик, принявший услугу без проверки, не лишается права ссылаться на недостатки, которые могли быть установлены при обычном способе ее приемки (явные недостатки).

5.12. Заказчик, обнаружив после приемки услуг отступления в них от настоящего договора или иные недостатки, которые не могли быть установлены при обычном способе приемки (скрытые недостатки), обязан известить об этом Исполнителя с момента их обнаружения для решения возникшей ситуации.

5.13. Обнаруженные в результате оказанных услуг недостатки устраняются Исполнителем в согласованный Сторонами срок.

5.14. Услуги считаются надлежащим образом оказанными и принятыми Заказчиком с момента подписания товарной накладной (ТОРГ-12) обеими Сторонами.

6. Ответственность сторон

6.1. За неисполнение либо ненадлежащее исполнение обязательств по настоящему договору Стороны несут ответственность в соответствии с нормами действующего законодательства Российской Федерации.

6.2. Исполнитель несет ответственность за сохранность и целостность предоставленных Заказчиком материалов и имущества в соответствии с условиями настоящего Договора, и возмещает Заказчику убытки в случае их уничтожения или повреждения.

6.3. Исполнитель несет ответственность перед контролирующими и инспектирующими органами за нарушения, допущенные при выполнении работ, включая оплату предъявленных штрафов и обязательных платежей.

6.4. За невыполнение своих обязательств, Исполнитель несет ответственность перед Заказчиком в виде уплаты пени 0,1 % от стоимости некачественного или не поставленного в срок Товара за каждый день просрочки, но не более 5 % от общей цены договора.

6.5. Заказчик вправе приостановить оказание Услуг по настоящему Договору в следующих случаях:

- отсутствия в представленных помещениях условий для сохранности товарно-материальных ценностей (в том числе, если имеется угроза их повреждения, порчи или утраты).

6.6. За нарушение срока оказания услуг, сдачи их результата и невыполнение своих обязательств, Исполнитель несет ответственность перед Заказчиком в виде пени в размере 0,1 % от стоимости некачественного или не поставленного в срок Товара за каждый день, но не более 5 % от общей цены договора.

6.7. За нарушение сроков оплаты оказанных и принятых по акту приема-сдачи услуг при наличии вины Заказчика последний уплачивает Исполнителю пеню в размере 1/365 ставки рефинансирования ЦБ РФ от суммы задолженности за каждый день просрочки, но не более 5 % от суммы просроченной задолженности.



OBJECTUM Standard-25925-4001522

6.8. Уплата пени в случае ненадлежащего исполнения обязательства не освобождает Сторону, допустившую просрочку, от исполнения обязательства в натуре.

6.9. В случае нарушения обязанностей, указанных в пункте 4.1.7. настоящего договора, Исполнитель обязан возместить убытки Заказчика, понесенные им в результате такого нарушения.

6.10. В случае неисполнения обязанностей, предусмотренных пунктом 4.1.8. настоящего договора, Заказчик имеет право применить штрафные санкции в размере 100 000 (сто тысяч) рублей за каждый факт не предоставления информации об обращении в отношении каждого объекта, интеллектуальные права на который предполагаются нарушенными.

7. Обстоятельства непреодолимой силы

7.1. Сторона, не исполнившая или ненадлежащим образом исполнившая обязательство по настоящему договору, несет ответственность, если не докажет, что надлежащее исполнение оказалось невозможным вследствие непреодолимой силы, то есть чрезвычайных и непредотвратимых при данных условиях обстоятельств. К таким обстоятельствам не относятся, в частности, нарушение обязанностей со стороны контрагентов должника, отсутствие на рынке нужных для исполнения товаров, отсутствие у должника необходимых денежных средств.

7.2. Сторона, не исполнившая или ненадлежащим образом исполнившая обязательства по настоящему договору вследствие обстоятельств непреодолимой силы, обязана в течение десяти дней после дня их наступления направить другой Стороне письменное уведомление с приложением подтверждающих документов компетентных органов (Торгово-промышленной палаты и т.д.). В противном случае Сторона лишается права ссылаться на них и несет ответственность на общих основаниях.

7.3. Если обстоятельства непреодолимой силы или их последствия будут длиться на протяжении трех месяцев, любая из Сторон вправе в одностороннем порядке расторгнуть настоящий договор, письменно уведомив другую Сторону за десять дней.

8. Порядок изменения, расторжения договора и разрешения споров

8.1. Изменения и дополнения к настоящему договору будут действительны лишь при условии, что они совершены в письменной форме и подписаны обеими Сторонами. Изменения и дополнения, внесенные в настоящий договор в одностороннем порядке, не имеют юридической силы.

8.2. Стороны согласовали следующий порядок изменения объемов услуг в рамках настоящего договора:

8.2.1. Заказчик вправе в пределах срока оказания услуг, предусмотренного настоящим Договором, заявить требование об изменении объемов услуг, не более чем на:

30% в сторону увеличения согласованного объема,

30% в сторону уменьшения согласованного объема,

письменно уведомив об этом Исполнителя не менее, чем за 30 (тридцать) календарных дней до предполагаемой даты изменения.

8.2.2. Исполнитель, получив уведомление об увеличении объема услуг, обязан в трехдневный срок подтвердить Заказчику получение такого уведомления и возможность изменения согласованного объема, либо обосновать невозможность такого изменения.

8.2.3. В случае заявления Заказчиком требования об уменьшении согласованного объема, объем уменьшается в соответствии с уведомлением. Услуги, которые подлежат оказанию до момента вступления в силу данного требования, подлежат оказанию на условиях, определенных договором.

8.2.4. В целях проведения расчетов между Сторонами в случае изменения объемов услуг, стороны подпишут дополнительное соглашение в течение 30 дней с даты получения Исполнителем требования об изменении согласованного ранее объема.

8.2.5. Стороны договорились, что предусмотренное настоящим пунктом право требования может быть реализовано без взимания дополнительной платы и без изменения единичных расценок.



ДИРЕКЦИОН Стандарт 70125-0011522

8.2. Заказчик вправе в любое время до сдачи ему результата услуги отказаться от исполнения договора в одностороннем порядке, письменно уведомив об этом Исполнителя за 10 дней, уплатив Исполнителю, часть установленной цены пропорционально части услуги, оказанной надлежащим образом и принятой Заказчиком по акту приема-сдачи услуг до получения уведомления о расторжении настоящего договора.

8.3. В случае расторжения договора по основаниям, предусмотренным законом или договором до приемки Заказчиком результата услуги, оказанной Исполнителем, Заказчик вправе требовать передачи ему результата незавершенной услуги с компенсацией Исполнителю стоимости оказанных надлежащим образом и принятых Заказчиком по акту приема-сдачи услуг.

8.4. Ни одна из Сторон не имеет право передавать свои права и обязательства по настоящему Договору третьим лицам, без письменного на то согласия другой Стороны.

8.5. Стороны будут стремиться к тому, чтобы уладить любой спор путем переговоров. В случае невозможности прийти к согласию, споры рассматриваются Арбитражным судом Оренбургской области с обязательным соблюдением претензионного порядка разрешения споров. Срок ответа на претензию – 20 календарных дней с даты ее получения.

9. Прочие условия

9.1. Настоящий договор вступает в силу с 01.12.2018г. и действует по 30.11.2019г., но в любом случае до полного исполнения Сторонами своих обязательств, включая обязательства по расчетам.

9.2. Уступка Исполнителем права требования, уступка денежного требования по договору факторинга, передача в залог права требования из настоящего Договора осуществляется только с письменного согласия Заказчика, оформляемого путем подписания трехстороннего уведомления между Исполнителем, Заказчиком и третьей стороной.

В случае невыполнения Исполнителем обязанности по получению письменного согласия Заказчика на уступку права требования, уступку денежного требования по договору факторинга, передачу в залог права требования из настоящего Договора, Исполнитель выплачивает Заказчику штраф в размере 5% от суммы уступки, залога, но не менее 200 тыс. рублей за каждый такой факт несогласованной уступки, залога.

Условие в абзаце 1 настоящего пункта о необходимости получения письменного согласия Заказчика на уступку права требования, уступку денежного требования по договору факторинга, передачу в залог права требования является существенным условием настоящего Договора. В случае невыполнения Исполнителем обязательства по получению письменного согласия на уступку права требования, уступку денежного требования по договору факторинга, передачу в залог права требования, Заказчик имеет право в одностороннем внесудебном порядке отказаться от исполнения Договора без возмещения убытков Исполнителю, причиненных прекращением Договора.

9.3. После подписания настоящего договора обеими сторонами все предыдущие письменные или устные соглашения, переписка, переговоры между сторонами, относящиеся к данному вопросу, теряют силу, если они противоречат положениям настоящего договора.

9.4. Исполнитель не вправе требовать увеличения стоимости работы, предусмотренной пунктом 2.1. настоящего договора.

9.5. Во всем остальном, что не предусмотрено настоящим договором, применяются нормы законодательства Российской Федерации.

9.6. Настоящий договор составлен в двух экземплярах, имеющих одинаковую юридическую силу, по одному для каждой стороны.

10. Приложения

10.1. Составной неотъемлемой частью настоящего договора являются следующие приложения, подписанные обеими Сторонами:

Приложение № 1 - Техническое задание;

Приложение № 2 - Расчет стоимости;

Приложение № 3 - График поставки;



- Приложение № 4 – Антикоррупционные условия;
- Приложение № 5 - Штрафы за нарушения в области ПБОТОС;
- Приложение № 6 – Конфиденциальная информация;
- Приложение № 7 – Исполнение и актуализация ЛНД;
- Приложение № 8 – Товарная накладная (ТОРГ-12).

10.2. В случае противоречий между текстом договора и текстом приложений к нему определяющим (превалирующим) является текст договора.

11. Адреса, банковские реквизиты и подписи сторон.

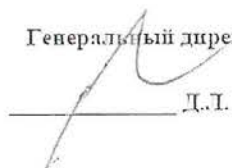
Исполнитель:
 ООО «Реалит»
 Юридический адрес:
 461040, г. Бузулук, ул. Заречная, д.10А
 Почтовый адрес:
 461040, Оренбургская область, г. Бузулук,
 ул. Заречная, д.10А
 ИНН 5603035429 / КПП 560301001
 р/с 40702810500120003183
 Самарский филиал банка «ВБРР» АО
 БИК 043601876
 к/с 301018104000000000876

Директор


 А.В. Минин

Заказчик:
 АО «Оренбургнефть»
 Юридический адрес:
 461040, г. Бузулук, ул. Магистральная, д.2
 Почтовый адрес:
 461040, Оренбургская область, г. Бузулук,
 ул. Магистральная, д. 2
 ИНН 5612002469 / КПП 997250001
 р/с 40702810100000005129
 Банк «ВБРР» АО
 БИК 044525880
 к/с 30101810900000000880

Генеральный директор


 Д.И. Худяков
*Арт. Минин В.А.
 уса. № 75/12 от 10.12.17.*



7700018/2933Д
 Регистрационный №

ДОГОВОР

на оказание коммунальных услуг по отпуску питьевой воды со станции II подъема и станции очистки подземных вод

16 НОЯ 2018

г. Бузулук

« » _____ 2017г.

Настоящий договор заключен между Муниципальным унитарным предприятием «Водоканализационное хозяйство г. Бузулука», в лице директора Аксанова Николая Анатольевича, действующего на основании Устава, именуемое в дальнейшем МУП «ВКХ» с одной стороны и Публичное Акционерное Общество «Оренбургнефть» в лице генерального директора Худякова Дениса Леонидовича, действующего на основании Устава, именуемое в дальнейшем «Абонент» с другой стороны на оказание услуг по отпуску питьевой воды со станции II подъема и станции очистки подземных вод.

При выполнении настоящего договора, а также по всем вопросам, не оговоренным настоящим договором, стороны обязуются руководствоваться действующими постановлениями Правительства РФ и действующим законодательством.

1. ПРЕДМЕТ ДОГОВОРА.

- 1.1 «Абонент» поручает, а МУП «ВКХ» производит оказание услуг по отпуску питьевой воды со станции II подъема или станции очистки подземных вод.
- 1.2 Ответственным лицом за вывоз питьевой воды «Абонент» назначает Начальника управленческих делами - Артамонова В.А.
- 1.3 Объем отпуска воды составляет 150 м³/мес., 1800 м³/год, стоимость 1м³ воды на дату заключения договора составляет _____ руб. без учета НДС, стоимость работ по заполнению одного специального автотранспортного средства питьевой водой со станции II подъема составляет _____ рублей без учета НДС, количество заполнений 27 в мес., 324 в год. Общая стоимость договора на 2019 год составляет _____ руб. без учета НДС, _____ руб. с учетом НДС (_____ коп. с учетом НДС)
- 1.4 «Абонент» ежемесячно до 10 числа следующего за расчетным периодом месяца производит оплату услуг по отпуску питьевой воды исходя из объемов услуг заявленных в договоре, на основании универсального передаточного акта (далее УПД), выставляемым МУП «ВКХ» в течение 5-ти календарных дней после оказания услуги путем перечисления денежных средств на расчетный счет МУП «ВКХ» или внесения денежных средств наличными в кассу предприятия. Датой оплаты считается дата поступления денежных средств на расчетный счет МУП «ВКХ». Абонент после получения УПД в течение 3-х рабочих дней обязан его подписать и один экземпляр направить в адрес МУП «ВКХ», при не подписании УПД в письменной форме направить мотивированный отказ. В случае, если Абонент не направил в адрес МУП «ВКХ» подписанный УПД или мотивированный отказ в его подписании в установленные сроки, то услуги считаются оказанными без замечаний Абонента.
- 1.5 Заполнение бойлеров производится на станции II подъема или станции очистки подземных вод. Абонент обязан предоставлять специальный транспорт, предназначенный для транспортировки питьевой воды, имеющий санитарно-гигиенический паспорт с указанием Ф.И.О. водителя и марку автомобиля. Въезд транспорта на территорию МУП «ВКХ» осуществляется по пропускам. Пропуск выдается на организацию, заключившей настоящий договор.
- 1.6 При имеющейся задолженности МУП «ВКХ» перед «Абонентом» оплату услуг по согласованию сторон проводить путем взаимных расчетов.



- 1.7 При неоплате «Абонентом» платежных документов в установленный срок, МУП «ВКХ» имеет право начислять пеню согласно действующего законодательства. Неустойка (пени) оплачивается «Абонентом» одновременно с исполнением просроченного основного обязательства, либо немедленно после наступления просрочки.
- 1.8 При неоплате «Абонентом» платежных документов более одного месяца МУП «ВКХ» прекращает оказание услуг по отпуску питьевой воды.
- 1.9 МУП «ВКХ» несет ответственность за качество питьевой воды в точке отбора и гарантирует, что питьевая вода имеет все необходимые сертификаты, протоколы исследования и соответствует всем применяемым нормам и стандартам.
- 1.10 «Абонент» несет ответственность за качество питьевой воды с момента заполнения машины, транспортировки и её качество в точке разбора.
- 1.11 В случае нарушения условий настоящего договора МУП «ВКХ» имеет право расторгнуть договор в одностороннем порядке.

2. ОТВЕТСТВЕННОСТЬ СТОРОН.

- 2.1 Стороны несут имущественную ответственность в соответствии с настоящим договором и гражданским законодательством.
- 2.2 При неоплате Абонентом платежных документов в установленный срок, ответственность устанавливается в соответствии с действующим законодательством.
- 2.3 Стороны не несут ответственности за невыполнение условий договора при наступлении стихийных явлений, чрезвычайных ситуациях и форс- мажорных обстоятельствах.

3. УСЛОВИЯ ИЗМЕНЕНИЯ, РАСТОРЖЕНИЯ И ДЕЙСТВИЯ ДОГОВОРА.

- 3.1 Настоящий договор заключен на срок с «01» января 2019г. по «31» декабря 2019г.
- 3.2 Настоящий договор расторжению в одностороннем порядке не подлежит, за исключением случаев, когда одна из сторон систематически нарушает свои обязательства по условиям договора (Глава 29 ГК РФ).
- 3.3 Все изменения и дополнения к настоящему договору должны быть оформлены в письменной форме и подписаны обеими сторонами.
- 3.4 В случае возникновения споров по настоящему договору, они подлежат урегулированию путем проведения переговоров между сторонами. При не достижении согласия вопросы рассматриваются в Арбитражном суде Оренбургской области.
- 3.5 Настоящий договор составлен в двух экземплярах имеющих одинаковую юридическую силу. У каждой из сторон находится один экземпляр настоящего договора, в случае изменения юридического адреса или обслуживающего банка стороны обязаны в трехдневный срок уведомить об этом друг друга.

Муниципальное унитарное предприятие
 «Водоканализационное хозяйство г.Бузулука»
 461042, г.Бузулук Оренбургская область
 ул.Свердловская,67
 р/с 40702810246200101210
 к/с 30101810600000000601
 в Оренб. отделении ОСБ 8623
 г.Оренбурга
 БИК 045354601
 ИНН 5603011185



Директор МУП «ВКХ»

Н.А.Аксанов

ПАО «Оренбургнефть»

461040, Оренбургская область
 г.Бузулук, ул.Машинистовская,
 д. № 2
 ИНН 5612002469 КПП 999250001
 БИК 044525880
 Банк № 0707070707
 р/с 407028102462000005129
 к/с 30101810600000000880



Генеральный директор
 ПАО «Оренбургнефть»

И.Л.Худяков

В.И. Абрамowski
 № 25/13 от 13.12.17.



Муниципальное унитарное предприятие «Водоканализационное хозяйство г.Бузулука»
 Адрес, место нахождения юридического лица:
 461042Оренбургской обл., г. Бузулук Свердловская, 67, телефон: 8(35342) 2-68-80,
 эл. адрес: mup_vkh@mail.ru
 сайт: <http://www.mupvkh.pf>
 Адрес, место нахождения лаборатории
 461042Оренбургской обл., г. Бузулук Свердловская, 67 А, телефон: 8 (35342) 2-75-77.

ПРОТОКОЛ
 ЛАБОРАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ВОДЫ

от « 01 » сентября 2019 г.

Наименование пробы (образца): вода питьевая

Юридическое лицо, у которого отбиралась проба: МУП «ВКХ»

Объект, где производился отбор пробы (образца): станция второго подъема, г.Бузулук Свердловская 67

Определяемые показатели	Ед. измерения	НД на методы исследования	Результат исследования
Водородный показатель	ед.рН	ПНД Ф 14.1:2:3:4.121-97	6,9 ± 0,2
Общая минерализация (сухой остаток)	мг/дм ³	ГОСТ 18164-72 без добавления соды	414 ± 49,7
Жесткость общая	градус	ГОСТ 31954-2012 метод А	5,95 ± 0,89
Окисляемость перманганатная	мг/дм ³	ПНД Ф 14.1:2:4.154-99	2,4 ± 0,2
Нефтепродукты, суммарно	мг/дм ³	ПНДФ 14.1:2:4.168-2000	< 0,02
Поверхностно-активные вещества (ПАВ),анионоактивные	мг/дм ³	ГОСТ 31857-2012 метод 3	< 0,01
Аммиак и ионы аммония	мг/дм ³	ГОСТ 33045-2014 метод А	0,55 ± 0,11
Нитраты	мг/дм ³	ГОСТ 330452014 метод Д	1,28 ± 0,26
Нитриты	мг/дм ³	ГОСТ 33045-2014 метод Б	0,03 ± 0,02
Сульфат ион	мг/дм ³	ПНД Ф 14.1:2.159-2000	61,5 ± 9,2
Хлориды	мг/дм ³	ГОСТ 4245-72	62,7 ± 9,4
Фториды	мг/дм ³	ГОСТ 4386-89 метод А	0,37 ± 0,07
Марганец	мг/дм ³	ГОСТ4974-2014 метод А	0,11 ± 0,02
Общее железо	мг/дм ³	ГОСТ4011-72с сульфосалициловой кислотой	< 0,10

НД на методику отбора: ГОСТ 31942-2012, ГОСТ 31861-2012, ГОСТ 56237-2014

Результаты исследований распространяются на предоставленную пробу

Настоящий документ не может быть частично или полностью воспроизведен (скопирован или перепечатан) без разрешения испытательной лаборатории питьевого водоснабжения.

Начальник испытательной лаборатории питьевого водоснабжения



Ю.А. Потякова

Ю.А. Потякова



Регистрационный №

7700019/2114D

15 АВГ 2019

**Договор №
возмездного оказания услуг**

ОТДЕЛ АДМИНИСТРАТИВНО-ЮРИДИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ ДОГОВОРОВ
АО «ОРЕНБУРГНЕФТЬ»

г. Бузулук

ООО «Жилкомсервис», именуемое в дальнейшем *Исполнитель*, в лице директора В.И. Карева, действующего на основании Устава, с одной стороны, и АО «Оренбургнефть», именуемое в дальнейшем *Заказчик*, в лице Генерального директора Д.Л. Худякова, действующего на основании Устава, с другой стороны, совместно именуемые Стороны, заключили Настоящий Договор о нижеследующем:

1. Предмет Договора

1.1. Исполнитель обязуется оказывать Заказчику коммунальные услуги по вывозу и утилизации жидких бытовых отходов с объектов, указанных в Графике вывоза (Приложение № 7). Операции погрузки, вывоза, транспортирования и утилизации жидких бытовых отходов входят в предмет настоящего Договора. Операции погрузки, вывоза, транспортирования выполняются силами Исполнителя, а утилизация осуществляется контрагентом на объекте (очистные сооружения), имеющим разрешительные документы (лицензии), с которым Исполнителем заключен соответствующий договор (соглашение).

1.2. Заказчик обязуется оплатить Исполнителю стоимость оказанных услуг на условиях, предусмотренных Настоящим Договором.

1.3. При заключении и исполнении Настоящего Договора Стороны руководствуются действующим законодательством Российской Федерации.

2. Срок исполнения обязательств

2.1. Начало оказания услуг — с момента подписания.

2.2. Окончание оказания услуг — 31 июля 2021 года.

3. Права и обязанности Сторон

3.1. Исполнитель обязуется:

3.1.1. Производить вывоз и утилизацию жидких бытовых отходов ориентировочно в объеме 40 339,42 м³ с объектов *Заказчика*, указанных в Приложении №2.

3.1.2. Оказывать коммунальные услуги в соответствии с требованиями, указанными в Приложении №1

3.1.3. Своевременно выставлять *Заказчику* счета-фактуры с приложением актов на выполненные работы, а так же актов принятия для утилизации жидких бытовых отходов объектом (очистным сооружением) имеющим разрешительный документ (лицензию).

3.1.4. Предоставлять акты приемки жидких бытовых отходов на очистных сооружениях с указанием даты приемки, количества кубов ЖБО, с подписью ответственного лица, подтверждающего принимаемый объем отходов.

3.1.5. Обеспечивать своевременную приемку отходов от *Заказчика* и обращение с ними в соответствии с условиями Настоящего Договора и требованиями действующего законодательства (Приложение №7)

3.1.6. Обеспечить соблюдение своими работниками при оказании услуг на объектах *Заказчика* необходимых противопожарных мероприятий, мероприятий по технике безопасности, охране окружающей среды в соответствии с требованиями действующего законодательства, а также норм и правил, действующих у *Заказчика*, в соответствии с условиями.



3.1.7. Соблюдать требования, изложенные в приложении «Антикоррупционные условия» (Приложение № 3 к настоящему договору).

3.1.8. Не допускать к работам иностранных граждан, не имеющих регистрацию по месту пребывания и по месту жительства, а также выданных разрешения на привлечение иностранной рабочей силы и подтверждения на право трудовой деятельности иностранным гражданином в установленном Законом порядке.

3.1.9. Исполнитель обязуется соблюдать требования Заказчика в области промышленной и пожарной безопасности, охраны труда и окружающей среды.

Стороны согласовали к применению (соблюдению условий и привлечению к ответственности) в своих отношениях свода обычаев делового оборота, кодифицированного в публичном издании «Требования в области промышленной и пожарной безопасности, охраны труда и окружающей среды к организациям, привлекаемым для выполнения работ и оказания услуги на объектах ПАО «Оренбургнефть» (Оренбург: ИПК «Газпресс» ООО «СервисЭнергоГаз», 2017. – 494 с. – ISBN 978-5-94397-190-7).

Указанное издание для его постоянного использования размещено на ресурсах справочных правовых систем «Консультант Плюс» (раздел «Технические нормы и правила») и «Гарант».

Размер штрафных санкций за нарушения требований Заказчика в области ПБОТОС установлен в Приложении № 8 «Штрафы за нарушения в области ПБОТОС» к настоящему договору.

В случае противоречий в части размера штрафных санкций между текстом указанного издания и текстом Приложения «Штрафы за нарушения в области ПБОТОС» определяющим (превалирующим) является текст Приложения.

3.1.10. Неукоснительно соблюдать положения следующих локальных нормативных документов (далее – ЛНД) Заказчика, предусмотренных Договором, переданных Исполнителю (по Акту приема-передачи ЛНД (по форме Дополнения № 1 к Приложению №4 «Исполнение и актуализация ЛНД»):

- Инструкция ПАО "Оренбургнефть" "По организации пропускного и внутриобъектового режимов на объектах Общества" № ПЗ-11.01 И-003 ЮЛ-412 ВЕРСИЯ 1.00,

- ПОЛОЖЕНИЕ КОМПАНИИ СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ БЕЗОПАСНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ ТРАНСПОРТНЫХ СРЕДСТВ № ПЗ-05 Р-0853 ВЕРСИЯ 1.00,

- «Инструкция Компании «ЗОЛОТЫЕ ПРАВИЛА БЕЗОПАСНОСТИ ТРУДА И ПОРЯДОК ИХ ДОВЕДЕНИЯ ДО РАБОТНИКОВ» № ПЗ-05 И-0016 ВЕРСИЯ 1.00.

- Инструкция АО «Оренбургнефть» «По транспортной безопасности для подрядных организаций эксплуатирующих автотранспорт и спецтехнику на территории действующих объектов общества» № ПЗ-05 И-0150 ЮЛ-412 ВЕРСИЯ 2.00.

3.1.11. При осуществлении перевозок пассажиров и грузов в ночное время (в условиях ограниченной видимости) включать в состав водителей/машинистов транспортных средств второго водителя/машиниста.

В случае нарушения данного требования Исполнитель обязуется уплатить Заказчику штраф в размере 50 000 рублей.

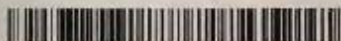
3.1.12. Соблюдать требования, изложенные в Приложении №5 «Конфиденциальная информация» к настоящему договору.

3.1.13. Оказывать услуги по вывозу и утилизации жидких бытовых отходов специально оборудованными и снабженными специальными знаками транспортными средствами, а также соблюдать требования безопасности к вывозу отходов на транспортных средствах.

3.2. Заказчик обязуется:

3.2.1. Обеспечивать Исполнителю свободный доступ к месту оказания услуг по вывозу жидких бытовых отходов, а также в случаях, в объеме и в порядке, предусмотренном Настоящим Договором, оказывать Исполнителю содействие в оказании услуг...

3.2.2. Производить оплату оказанных услуг в соответствии с разделом 4 Настоящего Договора.



3.2.3. Производить оплату за фактически вывезенный и принятой на утилизацию объём жидких бытовых отходов который подтверждается актом выполненных работ, подписанный уполномоченными на то лицами, и актами принятия к утилизации жидких бытовых отходов на объекте (очистном сооружении) на основании условий п.3.1.3 договора.

3.3. Исполнитель имеет право:

3.3.1. Привлекать к исполнению настоящего Договора третьих лиц только с предварительного письменного согласия Заказчика. *Исполнитель* обязан предварительно согласовать с Заказчиком как факт привлечения третьих лиц к исполнению настоящего Договора, так и кандидатуры этих лиц. При этом *Исполнитель* несет перед *Заказчиком* ответственность за последствия неисполнения или ненадлежащего исполнения обязательств третьими лицами.

4. Стоимость работ и порядок расчетов

4.1. Ориентировочная сумма Настоящего Договора составляет _____ (_____) рублей _____ копеек, НДС не облагается, в связи с применением УСН.

Ориентировочная сумма за 2019г. составит _____

Ориентировочная сумма за 2020г. составит _____

Ориентировочная сумма за 2021г. составит _____

В связи с применением упрощенной системы налогообложения НДС не облагается.

4.2. Оплата оказанных услуг осуществляется *Заказчиком не ранее 45 (сорока пяти) и не позднее 60 (шестидесяти)* календарных дней с момента подписания Сторонами акта выполненных работ на основании счетов-фактур, выставляемых *Исполнителем*, путем перечисления денежных средств на расчетный счет *Исполнителя*, либо иным, не запрещенным законом способом.

4.3. Счета-фактуры, составляемые во исполнение обязательств Сторон по настоящему Договору, должны быть оформлены в соответствии с требованиями действующего налогового законодательства.

В течение 5 (пяти) рабочих дней с момента подписания настоящего договора *Исполнитель* обязуется направить *Заказчику* надлежащим образом заверенные копии документов, подтверждающих полномочия лиц, уполномоченных подписывать дополнительные соглашения к настоящему договору, акты и счета фактуры (для руководителя – документа о назначении на должность руководителя, для главного бухгалтера – приказа о назначении на должность главного бухгалтера, для иных лиц – приказа (иного распорядительного документа) по организации, доверенности от организации), а также предоставить заверенные организацией образцы подписей вышеуказанных лиц. В случае изменения перечня лиц, имеющих вышеуказанные полномочия, *Исполнитель* обязуется незамедлительно сообщить об этом *Заказчику* и предоставить указанные в настоящем абзаце документы в отношении указанных лиц.

Счета-фактуры, составляемые во исполнение обязательств Сторон по настоящему Договору, и подписанные руководителем и главным бухгалтером, должны содержать расшифровки их подписей с указанием фамилий и инициалов.

Счета-фактуры, подписанные лицами, уполномоченными на то приказом (иным распорядительным документом) по организации или доверенностью от имени организации после расшифровки подписи должны содержать реквизиты уполномочивающего документа (наименование, дата, номер).



Счета-фактуры передаются нарочным (курьером) с обязательным подписанием акта приема-передачи счета-фактуры уполномоченными лицами или почтовым отправлением с описью вложения.

Вместе с оригиналами счетов-фактур направляются надлежащим образом заверенные копии документов, подтверждающих полномочия лиц подписывать счета-фактуры (за исключением случаев, когда соответствующие документы были представлены ранее).

При подписании счетов-фактур не допускается использование факсимильного воспроизведения подписи, либо иного аналога собственноручной подписи.

В случае нарушения требований по оформлению счетов-фактур или не предоставления оригинала счета-фактуры в установленные Налоговым кодексом сроки, Сторона осуществляющая оплату товаров (работ, услуг) по настоящему Договору, вправе отсрочить соответствующий платеж на срок просрочки предоставления надлежаще оформленного оригинала счета-фактуры.

В течение 10 (десяти) дней Сторона, получившая счет-фактуру не соответствующую требованиям настоящего Договора, обязана проинформировать другую Сторону об этом с указанием конкретных допущенных нарушений.

4.4. Полномочным представителем Заказчика по проведению сверки расчетов с Исполнителем является РЭЦ в г. Бузулуке Филиал ООО «РН – Учет» в г. Самаре.

Заказчик обязуется обеспечить представление в адрес Исполнителя оформленного акта сверки не позднее 25 числа месяца, следующего за отчетным кварталом. Исполнитель обязуется в течение 15 дней с момента получения акта сверки от РЭЦ в г. Бузулуке Филиал ООО «РН – Учет» в г. Самаре.

произвести сверку расчетов между Сторонами, оформить протокол разногласий при необходимости, и направить один экземпляр надлежаще оформленного акта сверки в адрес РЭЦ в г. Бузулуке Филиал ООО «РН – Учет» в г. Самаре: 461049, г.Бузулук, ул.Объездная, 5, с указанием ФИО контактного лица – Чистякова Н.В., Атанова Т.Е. (тел.:8(35342) 7-47-49/7-48-89) (в случае направления документов экспресс-почтой), или а/я 448.

При наличии расхождений к акту сверки должны быть приложены документы, подтверждающие факт выполнения (оплаты) работ.

4.5 Стороны согласовали следующий порядок изменения объемов услуг в рамках настоящего договора:

4.5.1 Заказчик вправе в пределах срока оказания услуг, предусмотренного настоящим Договором, заявить требование об изменении объемов услуг, не более чем на:

___30___% в сторону увеличения согласованного объема,

___30___% в сторону уменьшения согласованного объема,

письменно уведомив об этом Исполнителя не менее, чем за 30 (тридцать) календарных дней до предполагаемой даты изменения.

4.5.2 Исполнитель, получив уведомление об увеличении объема услуг, обязан в трехдневный срок подтвердить Заказчику получение такого уведомления и возможность изменения согласованного объема, либо обосновать невозможность такого изменения.

4.5.3 В случае заявления Заказчиком требования об уменьшении согласованного объема, объем уменьшается в соответствии с уведомлением. Услуги, которые подлежат оказанию до момента вступления в силу данного требования, подлежат оказанию на условиях, определенных договором.

4.5.4 В целях проведения расчетов между Сторонами в случае изменения объемов услуг поставляемых товаров, стороны подпишут дополнительное соглашение в течение 30 дней с даты получения Исполнителем требования об изменении согласованного ранее объема.

4.5.5 Стороны договорились, что предусмотренное пунктами 4.5.1-4.5.4 право требования может быть реализовано без взимания дополнительной платы и без изменения единичных расценок.

5. Порядок сдачи и приёмки услуг

4



5.1. Ежемесячно, но не позднее 1 (первого) числа месяца следующего за отчетным периодом, Исполнитель представляет Заказчику Акт приема-сдачи оказанных услуг в 2-х экземплярах и счёт-фактуру за отчетный период с 1 по 30(31) число месяца.

5.2. Заказчик в течение 7 (семи) дней с момента получения документов, указанных в п. 5.1 настоящего Договора, обязан направить Исполнителю подписанный Акт приема-сдачи оказанных услуг или оформленные в письменном виде замечания.

5.3. При наличии замечаний со стороны Заказчика, Сторонами составляется двухсторонний акт с перечнем необходимых доработок, сроков и условий их выполнения. Замечания Исполнитель устраняет за свой счет.

6. Ответственность Сторон

6.1. За неисполнение или ненадлежащее исполнение обязательств по Настоящему Договору Стороны несут ответственность в соответствии с нормами действующего законодательства Российской Федерации.

6.2. За нарушение сроков оплаты выполненных и принятых по акту приема-сдачи Работ при наличии вины Заказчика последний уплачивает Исполнителю пеню в размере 0,1 % от суммы задолженности за каждый день просрочки, но не более 5% от суммы просроченной задолженности.

6.3. За нарушение начальных и конечных сроков оказания услуг, установленных в разделе 2 настоящего Договора и/или сроков оказания услуг, предусмотренных в Графике вывоза жидких бытовых отходов с объектов АО «Оренбургнефть» (Приложение №7), Исполнитель уплачивает Заказчику пеню в размере 0,1% от общей суммы Договора, предусмотренной п.4.1. настоящего Договора за каждый день просрочки, но не более 10% от общей суммы договора, предусмотренной п.4.1. настоящего Договора.

6.4. Уплата пени в случае ненадлежащего исполнения обязательств не освобождает Сторону, допустившую просрочку, от исполнения обязательства в натуре.

6.5. За каждый случай невыполнения Исполнителем в установленный срок требований и предписаний Заказчика по устранению выявленных нарушений Исполнитель уплачивает штраф в размере 10 000 рублей.

7. Порядок разрешения споров

7.1. Споры и разногласия, которые могут возникнуть при исполнении Настоящего Договора, будут по возможности решаться путем переговоров между Сторонами.

7.2. В случае невозможности разрешения споров путем переговоров, Стороны после реализации, предусмотренной законодательством процедуры досудебного урегулирования разногласий, передают их на рассмотрение в Арбитражный суд Оренбургской области. Срок рассмотрения претензии — 10 дней.

8. Порядок изменения и расторжения Договора

8.1. Условия Настоящего Договора могут быть изменены или дополнены Сторонами в период действия на основе их взаимного согласия и наличия объективных причин, вызвавших такие действия Сторон.

8.2. Любые соглашения Сторон по изменению и/или дополнению условий Настоящего Договора имеют силу в том случае, когда они оформлены в письменном виде, подписаны и скреплены печатями Сторон, если иное не установлено Настоящим Договором.

8.3. Договор может быть расторгнут Исполнителем в одностороннем порядке в случае задержки Заказчиком оплаты выполненных и принятых по акту приема-передачи работ на срок более 1-го месяца, письменно уведомив об этом Заказчиком за 30 календарных дней.

5



8.4. Заказчик имеет право в любое время до сдачи ему результата работы отказаться от исполнения настоящего договора в одностороннем порядке, письменно уведомив об этом Исполнителя за 20 календарных дней, уплатив Исполнителю часть установленной цены договора пропорционально части услуг, оказанных надлежащим образом и принятых Заказчиком по акту приема-сдачи до получения уведомления расторжения договора.

8.5. Каждая Сторона обязана письменно уведомить об изменении своих реквизитов (в том числе изменении адреса, банковских реквизитов и т.д.) в течение 10-ти календарных дней с момента такого изменения (но в любом случае не позднее, чем за 10 календарных дней до даты оплаты). Уведомление об изменении банковских реквизитов может быть сделано также путем предоставления счета на оплату, содержащего новые платежные реквизиты.

9. Срок действия Договора

9.1. Настоящий Договор вступает в силу с момента его подписания и действует по 31 июля 2021 года, а по расчетам — до полного исполнения Сторонами своих обязательств.

10. Обстоятельства непреодолимой силы

10.1. Сторона, не исполнившая или ненадлежащим образом исполнившая договорное обязательство, несет ответственность, если не докажет, что надлежащее исполнение оказалось невозможным вследствие непреодолимой силы, то есть чрезвычайных и непредотвратимых при данных условиях обстоятельств. К таким обстоятельствам не относятся, в частности, нарушение обязанностей со стороны контрагентов должника, отсутствие на рынке нужных для исполнения товаров, отсутствие у должника необходимых денежных средств.

10.2. Сторона, не исполнившая или ненадлежащим образом исполнившая договорное обязательство вследствие обстоятельств непреодолимой силы, обязана направить другой Стороне письменное уведомление в течение десяти дней после дня их наступления. Надлежащим доказательством существования обстоятельств непреодолимой силы будет являть сертификат Торгово-Промышленной палаты Российской Федерации, который должен быть представлен в течение 30 дней с момента возникновения таких обстоятельств. В противном случае Сторона лишается права ссылаться на них и несет ответственность на общих основаниях.

10.3. Если обстоятельства непреодолимой силы или их последствия будут длиться на протяжении трех месяцев, любая Сторона вправе в одностороннем порядке расторгнуть настоящий договор, письменно уведомив другую Сторону за десять дней.

11. Прочие условия

11.1. Уступка Исполнителя права требования, уступка денежного требования по договору факторинга, передача в залог права требования из настоящего Договора осуществляется только с письменного согласия Заказчика, оформляемого путем подписания трехстороннего уведомления между Исполнителем, Заказчиком и третьей стороной.

В случае невыполнения Исполнителем обязанности по получению письменного согласия Заказчика на уступку права требования, уступку денежного требования по договору факторинга, передачу в залог права требования из настоящего Договора, Исполнитель выплачивает Заказчику штраф в размере 5% от суммы уступки, залога, но не менее 200 тыс. рублей за каждый такой факт несогласованной уступки, залога.

Условие в абзаце 1 настоящего пункта о необходимости получения письменного согласия Заказчика на уступку права требования, уступку денежного требования по договору факторинга, передачу в залог права требования является существенным условием настоящего Договора. В случае невыполнения Исполнителем обязательства по получению письменного согласия на уступку права требования, уступку денежного требования по договору факторинга, передачу в залог права требования, Заказчик имеет право в одностороннем внесудебном порядке отказаться

6



от исполнения Договора без возмещения убытков Исполнителю, причиненных прекращением Договора.

11.2. Настоящий Договор составлен в 2-х экземплярах, по одному для каждой Стороны и имеет одинаковую юридическую силу.

11.3. Во всем остальном, что не предусмотрено Настоящим Договором, Стороны руководствуются действующим законодательством Российской Федерации.

11.4. неотъемлемыми частями Настоящего Договора являются следующие Приложения:

Приложение №1 - Техническое задание;

Приложение №2 – Расчет стоимости услуг по вывозу и утилизации жидких бытовых отходов с объектов АО «Оренбургнефть»;

Приложение №3 – Антиторрупционные условия;

Приложение №4 – «Исполнение и актуализация ЛНД», форма акта приема- передач;

Приложение №5 Конфиденциальная информация;

Приложение №6 – Акт оказанных услуг;

Приложение №7 – График вывоза жидких бытовых отходов с объектов АО «Оренбургнефть»;

Приложение №8 - ШТРАФЫ ЗА НАРУШЕНИЯ В ОБЛАСТИ ПБОТОС

11.5. В случае противоречий между текстом Договора и текстом Приложений к нему определяющим (превалирующим) является текст Договора.

12. Юридические адреса и банковские реквизиты Сторон

«Исполнитель»

ООО «Жилкомсервис»
 Юридический/почтовый адрес:
 461902, Оренбургская область,
 г. Сорочинск, ул. Зеленая, 31
 ИНН 5617008552 КПП 561701001
 р/с 40702810608000000126
 АО «БАНК ОРЕНБУРГ» г. Оренбург
 к/с 30101810400000000885
 БИК 045354885

«Заказчику»

АО «Оренбургнефть»
 Юридический/почтовый адрес:
 461040, РФ, Оренбургская область,
 г. Бузулук, ул. Магистральная, 2
 ИНН 5612002469 КПП 997250001
 Банк АО «ВБРР» г Москва
 р/с 40702810100000005129
 к/с 30101810900000000880
 БИК 044525880

**Директор
 ООО «Жилкомсервис»**



В.И. Карев

**Генеральный директор
 АО «Оренбургнефть»**



Д.Л. Худяков

*Краснов Я.Ю. по
 доверенности
 №265/19 от 22.12.18г.*

7

Приложение К Расчет количества образующихся отходов от проектируемых объектов

Для проектируемых объектов проведены следующие расчеты возможного количества образующихся отходов:

- на этапе строительства объекта (подготовительные, земляные, строительные-монтажные работы - монтаж оборудования):
 - мусор от офисных и бытовых помещений организаций несортированный (исключая крупногабаритный) (код - 7 33 100 01 72 4);
 - лом и отходы стальных изделий незагрязненные (код - 4 61 200 01 51 5);
 - шлак сварочный (код - 9 19 100 02 20 4);
 - остатки и огарки стальных сварочных электродов код (код - 9 19 100 01 20 5);
 - отходы битумно-полимерной изоляции трубопроводов (код - 8 26 141 31 71 4);
 - лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме (код - 8 22 201 01 21 5);
 - лом и отходы незагрязненные, содержащие медные сплавы в виде изделий, кусков, несортированные (код - 4 62 100 01 20 5);
 - лом железобетонных изделий, отходы железобетона в кусковой форме (код - 8 22 301 01 21 5);
 - отходы затвердевшего строительного раствора в кусковой форме (код - 8 22 401 01 21 4);
 - тара из черных металлов, загрязненная лакокрасочными материалами (содержание 5 % и более) (код - 4 68 112 01 51 3);
 - лом электротехнических изделий из алюминия (провод, голые жилы кабелей и шнуров, шины распределительных устройств, трансформаторов, выпрямители) (код - 4 62 200 02 51 5);
- на этапе эксплуатации объекта:
 - отходы (шлам) при очистке сетей, колодцев дождевой (ливневой) канализации (код - 7 21 800 01 39 4);
 - шлам очистки емкостей и трубопроводов от нефти и нефтепродуктов (код - 9 11 200 02 39 3).

Код отхода выбран в соответствии с ФККО (Федеральный классификационный каталог отходов, Утвержден приказом Федеральной службы по надзору в сфере природопользования от 22.05.2017 № 242), как наиболее подходящий для данного вида отхода.

1. Виды и количество отходов, образующихся в результате строительства

Величина нормативов отходов материалов и изделий при строительстве принята в соответствии с «Типовыми нормами трудно устранимых потерь и отходов материалов и изделий в процессе строительного производства» (РДС 82-202-96). Объемы отходов строительных материалов и изделий определены с учетом коэффициента разрыхления (ЕниР-2, выпуск 1, Приложение 2).

Общее количество материалов и изделий определено на основании ведомостей потребности в строительных конструкциях, изделиях и материалах (см. «Спецификации оборудования, изделий и материалов», а также раздел сметная документация).

Объемы отходов металлических конструкций не подлежат захоронению на полигоне (вывозятся согласно договору - договор см. приложение).

Отходы материалов (песка и щебня) при выполнении строительных работ не образуются, так как используются полностью.

Потери лакокрасочных материалов происходят за счет испарения, брызг и капель: отходы специально не собираются.

Расчет объемов отходов строительных материалов и изделий в процессе строительного производства произведен на весь комплекс сооружений периода строительства.

Строительная колонна должна быть оснащена передвижным оборудованием - мусоросборниками для накопления строительных отходов на трассе и емкостями для накопления

отработанных горюче-смазочных материалов. Ответственность за проведение работ по накоплению строительных отходов и ГСМ возлагается на начальника колонны.

1.1. Расчет нормативов образования отходов при строительстве

Норматив образования отходов при строительстве принят согласно «РДС 82-202-96 Правила разработки и применения нормативов трудно устранимых потерь и отходов материалов в строительстве. М, 1996 г.».

Исходные данные и результаты расчета приведены в таблице К.1.1.

Таблица К.1.1 - Исходные данные и результаты расчета нормативов образования отходов при строительстве

№	Наименование используемого материала	Количество израсходованных материалов, т	Наименование отхода (код по ФККО-2017)	Норматив образования отхода, %	Количество отхода, т
1	Прокладка трубопроводов на территории предприятия (внутриплощадочные сети) и вне территории предприятия (внеплощадочные сети)	270,8900	Лом и отходы стальных изделий незагрязненные (код - 4 61 200 01 51 5)	1	2,708900
2	Электроды	0,45	Остатки и огарки стальных сварочных электродов (код - 9 19 100 01 20 5)	15	0,067500
3	Электроды	0,45	Шлак сварочный (код - 9 19 100 02 20 4)	8	0,036000
4	Строительный раствор	5,904	Отходы затвердевшего строительного раствора в кусковой форме (код - 8 22 401 01 21 4)	2	0,118080
5	Кабель	1,719	Лом и отходы незагрязненные, содержащие медные сплавы в виде изделий, кусков, несортированные (код - 4 62 100 01 20 5)	1	0,017190
6	Железобетонные конструкции	32,800	Лом железобетонных изделий, отходы железобетона в кусковой форме (код - 8 22 301 01 21 5)	2	0,656000
7	Бетонные конструкции	87,450	Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме (код - 8 22 201 01 21 5)	2	1,749000
8	Битум нефтяной изоляционный	0,4930	Отходы битумно-полимерной изоляции трубопроводов (код - 8 26 141 31 71 4)	3	0,014790
9	Строительство ВЛ-6 кВ (провод сталеалюминевый голый АС 95/16)	9,790	Лом электротехнических изделий из алюминия (провод, голые жилы кабелей и шнуров, шины распределительных устройств, трансформаторов, выпрямители) (код - 4 62 200 02 51 5)	1	0,097900

№	Наименование используемого материала	Количество израсходованных материалов, т	Наименование отхода (код по ФККО-2017)	Норматив образования отхода, %	Количество отхода, т
				Итого	5,465360

1.2. Расчет нормативов образования твердых коммунальных отходов на период строительства

Согласно Федеральному классификационному каталогу отходов, утвержденному приказом Росприроднадзора от 22.05.2017 N 242 «Об утверждении федерального классификационного каталога отходов» к ТКО относятся все виды отходов подтипа отходов «Отходы коммунальные твердые» (код 7 31 000 00 00 0), а также другие отходы типа отходов «Отходы коммунальные, подобные коммунальным на производстве, отходы при предоставлении услуг населению» (код 7 30 000 00 00 0) в случае, если в наименовании подтипа отходов или группы отходов указано, что отходы относятся к ТКО.

В соответствии с выше сказанным отход мусор от офисных и бытовых помещений организаций несортированный (исключая крупногабаритный) (код – 7 33 100 01 72 4) отнесен к ТКО.

Твердые коммунальные отходы образуются при бытовой деятельности персонала строительного участка. Количество твердых коммунальных отходов на одного работающего принято из расчета 70 кг/год на одного человека (п.3.2., Сборник удельных показателей образования отходов производства и потребления, ГК РФ по ООС).

Исходные данные и результаты расчета образования твердых коммунальных отходов представлены в таблице К.1.2.

Таблица К.1.2 - Расчет нормативов образования ТКО

Количество работающих человек	Норматив образования отхода на 1 чел., кг/год	Среднегодовое количество отхода, кг/год	Период строительства (месяцев)	Общее количество отхода на объекте, кг
				Мусор от офисных и бытовых помещений организаций несортированный (исключая крупногабаритный) (код - 7 33 100 01 72 4)
1	2	3	4	5
Строительные работы				
32	70	2240	5	933,3
Итого за период строительных работ				933,3
Примечание - Отходы накапливаются в металлических контейнерах для ТКО (баки для отходов), установленных на открытых бетонных площадках и транспортируются на полигон ПТБО г. Бузулука (ГРОПО 56-00009-3-00758-281114).				

1.3. Расчет нормативов образования отходов лакокрасочных средств (тара из под лакокрасочных материалов)

Наименование отхода: тара из черных металлов, загрязненная лакокрасочными материалами (содержание 5 % и более) (код по ФККО 4 68 112 01 51 3), образуются в результате проведения антикоррозионных мероприятий (при выполнении малярных работ) - жестяные банки из-под краски (ёмкости из-под лакокрасочных материалов). Состав отхода (%): жесьть - 95, краска - 5. Не пожароопасные, химически неактивны.

Количество отходов лакокрасочных средств (тара из под лакокрасочных материалов) определяется в соответствии с МРО 3-99 «Методике расчета объемов образования отходов. Отходы, образующиеся при использовании лакокрасочных материалов», С-Пб, 1999г. Расчет количества отходов тары производится по формуле:

$$P = \sum Q_i / M_i \cdot m_i \cdot 10^{-3}, \quad \text{т/год}$$

где

Q_i – годовой расход сырья i -го вида (расход лакокрасочных материалов принят в соответствии со спецификациями оборудования, изделий и материалов, прилагаемых в комплекте с чертежами), кг,

M_i – вес сырья i -го вида в упаковке, кг,

m_i – вес пустой упаковки из под сырья i -го вида, кг.

Исходные данные и результаты расчета нормативов образования отходов лакокрасочных средств (тара из под лакокрасочных материалов) приведены в таблице К.1.3.

Таблица К.1.3 - Исходные данные и результаты расчета нормативов образования отходов тары из черных металлов, загрязненных лакокрасочными материалами (содержание 5 % и более)

Наименование сырья	Годовой расход сырья, кг	Вес сырья в упаковке M_i , кг	Вес пустой упаковки m_i , кг	Количество образующихся отходов тары Р, т/год (за период строительства)
				Тара из черных металлов, загрязненная лакокрасочными материалами (содержание 5 % и более) (код - 4 68 112 01 51 3)
Лак (по БТ-577)	36,00	3	0,3	0,003600
ИТОГО:				0,003600

Примечание - Потери лакокрасочных материалов происходят за счёт испарения, брызг и капель: отходы специально не собираются.

2. Виды и количество отходов, образующихся в результате эксплуатации объекта (после осуществления проектных решений)

В результате реализации намечаемой деятельности (эксплуатации) в соответствии с особенностями технологического процесса образуются следующие виды отходов:

- отходы (шлам) при очистке сетей, колодцев дождевой (ливневой) канализации (код - 7 21 800 01 39 4);
- шлам очистки емкостей и трубопроводов от нефти и нефтепродуктов (код - 9 11 200 02 39 3).

Код отхода выбран в соответствии с ФККО (Федеральный классификационный каталог отходов, Утвержден приказом Федеральной службы по надзору в сфере природопользования от 22.05.2017 № 242), как наиболее подходящий для данного вида отхода.

Объемы образования отходов определены на основании проектных данных и будут уточнены в процессе разработки проекта нормативов образования и лимитов размещения отходов (ПНООЛР).

2.1. Расчет объемов образования: отходов (шлама) при очистке сетей, колодцев дождевой (ливневой) канализации

На проектируемой приустьевой площадке скважины канализованию подлежат загрязненные производственно-дождевые стоки с площадки устья скважины № 443 Ишуевского месторождения.

С площадки нефтяной скважины № 443 производственно-дождевые стоки намечается отводить в железобетонные подземные емкости объемом по 5 м³.

В соответствии с принятой схемой канализации предусматриваются следующие сооружения на площадке нефтяной скважины:

- емкость канализационная производственно-дождевых стоков объемом 5 м³;
- самотечная сеть производственно-дождевой канализации.

По мере накопления производственно-дождевые сточные воды будут передавать на площадку УПН Тананыкского месторождения, где пройдут стадии технологического процесса, согласно принятой схемы с дальнейшей утилизацией в системе ППД Тананыкского месторождения.

Количество дождевых стоков определено в соответствии с Раздел 4 "Здания, строения и сооружения, входящие в инфраструктуру линейного объекта "подраздел 5 "Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений" часть 3 "Система водоотведения".

Расчет количества обводненного осадка, образующегося при зачистке емкости сбора дождевых стоков, выполнен в соответствии с РД-07.00-74.20.55-КТН-001-1-05 «Удельные нормативы образования отходов производства и потребления при строительстве и эксплуатации производственных объектов ОАО «АК «Транснефть»» по формуле:

$$Q_{oc} = W \cdot C / (100 - P_{oc}) \cdot 10^4, m / год$$

- W – количество стоков, м³/год (данные приняты в соответствии с разделом 4.6.2. «Количество и характеристика сточных вод на период эксплуатации объекта»);
- C – концентрация взвешенных веществ в воде, мг/л (средняя концентрация для взвешенных веществ принимается 300 мг/л в соответствии с ВНТП 3-85 «Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений»);
- P_{oc} – процент обводненности осадка, % (в соответствии с РД-07.00-74.20.55-КТН-001-1-05 «Удельные нормативы образования отходов производства и потребления при строительстве и эксплуатации производственных объектов ОАО «АК «Транснефть»» принимает 96 %).

Исходные данные и результаты расчета образования отходов (осадка) от зачистки емкости сбора дождевых стоков приведены в таблице К.2.1.

Таблица К.2.1 - Исходные данные и результаты расчет количества осадка при зачистке емкости сбора дождевых стоков

Наименование оборудования	Кол-во	Количество во стоков м3/год	Концентрация взвешенных веществ в воде, мг/л	Образующийся отход, т/год
				Отходы (шлам) при очистке сетей, колодцев дождевой (ливневой) канализации (код - 7 21 800 01 39 4)
1	2	3	4	5
Емкость сбора дождевых стоков на площадке скважины № 443	1	8,1	300	0,060750
ИТОГО:				0,060750
Примечание - Отходы (шлам) при очистке сетей, колодцев дождевой (ливневой) канализации и далее передаются в накопитель замазученных почвогрунтов и снега Герасимовского месторождения Курманаевского района (ГРОРО 56-00037-Х-00609-270715).				

2.2. Расчет объемов образования: шлама очистки емкостей и трубопроводов от нефти и нефтепродуктов

Для удаления отложений АСПО проектом предусмотрена установка камер пуска / приема очистных устройств МКПУ, МКПР на выкидном трубопроводе от проектируемой скважины № 443 до АГЗУ-5 (существующая).

Малогабаритные камеры пуска и приема внутритрубных поточных средств очистки и диагностики (МКПУ, МКПР) предназначены для очистки, диагностики, герметизации и пропуска разделительных устройств на линейной части трубопровода.

Камера пуска МКПУ устанавливается в начале трассы на проектируемом выкидном трубопроводе от проектируемой скважины № 443 до АГЗУ-5 (существующая) со сбором дренажа в проектируемую дренажную емкость ЕД-1 ($V = 1,5 \text{ м}^3$). Камеры приема МКПР предусматривается в конце трассы проектируемого выкидного трубопровода от проектируемой скважины № 443 до АГЗУ-5 (существующая) в районе площадки АГЗУ-5 со сбором дренажа в проектируемую дренажную емкость ЕД-2 ($V = 1,5 \text{ м}^3$).

Камера пуска предназначена для запуска очистных устройств - скребков в трубопровод. Движение очистного устройства по трубопроводу осуществляется за счет давления перекачиваемой жидкости.

Узел приема предназначен для приема очистных скребков после прохода по трубопроводу, сбора части АСПО и механических примесей.

Каждый комплекс оборудования для очистки внутренней полости нефтепровода содержит:

- камеру пуска очистного устройства;
- камеру приема очистного устройства;
- технологическую обвязку камер пуска и приема с запорной арматурой;
- емкости дренажные для сбора дренажа с проектных камер пуска и приема очистного устройства.

Камеры пуска и приема очистных устройств располагаются на площадках с тротуарным щебеночным покрытием.

Перед запуском очистного устройства производится освобождение камеры пуска от нефти в дренажную емкость, затем в камеру запуска помещается ОУ и закрывается концевой затвор. После получения сигнала о входе ОУ в камеру приема, задвижками отключают камеру от трубопровода, и извлечение ОУ из камеры приема производится после сброса давления и слива нефти и продуктов зачистки в дренажную емкость. Для отвода дренажа с проектируемой скважины № 443, с камеры пуска МКПУ-1 очистных устройств, предусматривается дренажная емкость ЕД-1 объемом $1,5 \text{ м}^3$ типа ЕП-1,5-1300-1-Т1-К0-С0, установленная на площадке проектируемой скважины № 443. Для отвода дренажа с камеры приема МКПР-1 очистных устройств, предусматривается дренажная емкость ЕД-2, объемом $1,5 \text{ м}^3$ типа ЕП1,5-1300-1-Т1-К0-С0, установленная в районе АГЗУ-5 (существующая).

По мере заполнения, содержимое емкостей дренажа нефти и сбора продуктов очистки нефтепровода откачивается с помощью передвижных агрегатов.

Жидкость с дренажной емкости камеры запуска очистных устройств представляет собой сырую нефть, которая возвращается в технологический процесс.

Жидкость с камеры приема очистного устройства представляет собой сырую нефть с продуктами зачистки трубопровода (АСПО и т. д.).

Значения удельных показателей образования нефтешлама (шлам очистки емкостей и трубопроводов от нефти и нефтепродуктов - код 9 11 200 02 39 3) приняты в соответствии с РД-07.00-74.20.55-КТН-001-1-05 «Удельные нормативы образования отходов производства и потребления при строительстве и эксплуатации производственных объектов ОАО «АК «Транснефть»».

Исходные данные и результаты расчета образования шлама очистки емкостей и трубопроводов от нефти и нефтепродуктов приведены в таблице К.2.2.

Таблица К.2.2. - Исходные данные и результаты расчет количества шлама очистки емкостей и трубопроводов от нефти и нефтепродуктов от узла приема очистного устройства

Наименование оборудования	Протяженность трубопровода (км)	Значение удельного показателя (т/км нефтепровода)	Образующийся шлам, т/год
			Шлам очистки емкостей и трубопроводов от нефти и нефтепродуктов (код - 9 11 200 02 39 3)
1	2	3	4
Очистка выкидного трубопровода от проектируемой добывающей скважины № 443 до существующей АГЗУ-5 (дренажная емкость ЕД-2 объемом 1,5 м3 дренаж с камеры приема очистного устройства МКРП)	9,2220	0,04	0,368880
ИТОГО:			0,368880
Примечание - Шлам очистки емкостей и трубопроводов от нефти и нефтепродуктов накапливаются в дренажной емкости и далее передаются в накопитель замазученных почвогрунтов и снега Герасимовского месторождения Курманаевского района (ГРОРО 56-00037-Х-00609-270715).			

Приложение Л Договоры на оказание услуг по обращению с отходами производства и потребления (лицензии на право обращения с отходами производства и потребления)

4400019/0518P

ДОГОВОР № ТКО/19/2 574
на оказание услуг по обращению с твердыми коммунальными отходами

26 МАР 2019
ОТДЕЛ АДИ
ИЗМЕН ДОГОВОРОВ
ПО УСЛУГАМ НЕФТЬ
1 февраля 2019 г.

г. Оренбург

Общество с ограниченной ответственностью «Природа», именуемое в дальнейшем «Региональный оператор», в лице Директора Доценко Виктора Алексеевича, действующего на основании Устава, с одной стороны, и АО "ОРЕНБУРГНЕФТЬ", именуемое в дальнейшем «Потребитель», в лице Генерального директора Худякова Дениса Леонидовича, действующего на основании Устава, с другой стороны, именуемые в дальнейшем Сторонами, заключили настоящий договор о нижеследующем:

I. Предмет договора

- По договору на оказание услуг по обращению с твердыми коммунальными отходами Региональный оператор обязуется принимать твердые коммунальные отходы (далее - ТКО) в объеме и в месте, которые определены в настоящем договоре, и обеспечивать транспортирование, обработку, обезвреживание, захоронение в соответствии с законодательством Российской Федерации, а потребитель обязуется оплачивать услуги Регионального оператора по цене, определенной в пределах утвержденного в установленном порядке единого тарифа на услугу Регионального оператора и опубликованной на сайте Регионального оператора (<http://www.priroda-orenburg.ru>).
- Объем ТКО, места (площадки) накопления ТКО, в том числе крупногабаритных отходов, и периодичность вывоза ТКО, а также информация в графическом виде о размещении мест (площадок) накопления ТКО и подъездных путей к ним определяются согласно приложению к настоящему договору.
- Способ складирования твердых коммунальных отходов – в соответствии с существующим на момент заключения настоящего договора способом складирования, в том числе крупногабаритных отходов - в соответствии с существующим на момент заключения настоящего договора способом складирования. (указан в Приложении к договору).
- Дата начала оказания услуг по обращению с ТКО – 1 марта 2019 г.

II. Сроки и порядок оплаты по договору

- Под расчетным периодом по настоящему договору понимается один календарный месяц. Оплата услуг по настоящему договору осуществляется по цене, определенной в пределах утвержденного в установленном порядке единого тарифа на услугу Регионального оператора.
Информация об утверждении единого тарифа на услугу Регионального оператора доводится до сведения Потребителя Региональным оператором путем публикации в средствах массовой информации и/или размещения информации на официальном сайте Регионального оператора (<http://www.priroda-orenburg.ru>) в течение 14 (четырнадцати) календарных дней с момента утверждения в установленном порядке единого тарифа на услугу Регионального оператора.
- Потребитель (за исключением потребителей в многоквартирных домах и жилых домах) оплачивает услуги по обращению с твердыми коммунальными отходами до 10-го числа месяца, следующего за месяцем, в котором была оказана услуга по обращению с твердыми коммунальными отходами.
Потребитель в многоквартирном доме или жилом доме оплачивает коммунальную услугу по оказанию услуг по обращению с твердыми коммунальными отходами в соответствии с жилищным законодательством Российской Федерации.
- Сверка расчетов по настоящему договору проводится между Региональным оператором и Потребителем не реже чем один раз в год по инициативе одной из сторон путем составления и подписания сторонами соответствующего акта.
Сторона, инициирующая проведение сверки расчетов, составляет и направляет другой стороне подписанный акт сверки расчетов в 2 экземплярах любым доступным способом (почтовое отправление, телеграмма, факсограмма, телефонограмма, информационно-телекоммуникационная сеть "Интернет"), позволяющим подтвердить получение такого уведомления адресатом. Другая сторона обязана подписать акт сверки расчетов в течение 3 рабочих дней со дня его получения или представить мотивированный отказ от его подписания с направлением своего варианта акта сверки расчетов.
- В случае неполучения ответа в течение 10 рабочих дней со дня направления стороне акта сверки расчетов, направленный акт считается согласованным и подписанным обеими сторонами.

III. Бремя содержания контейнерных площадок, специальных площадок для складирования крупногабаритных отходов.

Исполнитель _____ Потребитель _____

АО «Оренбургнефть»

8. Региональный оператор по обращению с ТКО отвечает за обращение с ТКО с момента погрузки таких отходов в мусоровоз в местах накопления ТКО.

9. Бремя содержания контейнерных площадок, специальных площадок для складирования крупногабаритных отходов и территории, прилегающей к месту погрузки твердых коммунальных отходов, расположенных на придомовой территории, входящей в состав общего имущества собственников помещений в многоквартирных домах, несут собственники помещений в многоквартирном доме, лицо, привлекаемое собственниками помещений в многоквартирном доме по договорам оказания услуг по содержанию общего имущества в таком доме.

10. Бремя содержания контейнерных площадок, специальных площадок для складирования крупногабаритных отходов, не входящих в состав общего имущества собственников помещений в многоквартирных домах, несет орган местного самоуправления муниципальных образований, в границах которого расположены такие площадки, или иное лицо, установленное законодательством Российской Федерации.

IV. Права и обязанности сторон

11. Региональный оператор обязан:

- а) принимать твердые коммунальные отходы в объеме и в месте, которые определены в приложении к настоящему договору;
- б) обеспечивать транспортирование, обработку, обезвреживание, захоронение принятых ТКО в соответствии с законодательством Российской Федерации;
- в) предоставлять Потребителю информацию в соответствии со стандартами раскрытия информации в области обращения с ТКО в порядке, предусмотренном законодательством Российской Федерации;
- г) отвечать на жалобы и обращения Потребителей по вопросам, связанным с исполнением настоящего договора, в течение срока, установленного законодательством Российской Федерации для рассмотрения обращений граждан;
- д) принимать необходимые меры по своевременной замене поврежденных по вине Регионального оператора контейнеров, принадлежащих ему на праве собственности или на ином законном основании, в порядке и сроки, которые установлены законодательством субъекта Российской Федерации.

12. Региональный оператор имеет право:

- а) осуществлять контроль за учетом объема и (или) массы принятых твердых коммунальных отходов;
- б) инициировать проведение сверки расчетов по настоящему договору;
- в) привлекать третьих лиц в целях исполнения обязательств по настоящему договору, при этом региональный оператор несет ответственность перед потребителем за неисполнение или ненадлежащее исполнение обязательств привлеченными региональным оператором третьими лицами.
- г) не принимать от потребителя отходы, не относящиеся к ТКО, в том числе отходы электронного оборудования, строительные отходы, ртутные лампы, отходы от использования потребительских товаров и упаковки, ветки, листва, мусор от уборки уличных урн, смет от уборки территории и другие не относящиеся к ТКО.
- д) ограничивать и (или) приостанавливать в установленном порядке оказание услуг, в случае нарушения потребителем своих обязанностей, установленных пунктом 6 настоящего договора, в том числе в случае нарушения потребителем установленных сроков и (или) порядка оплаты услуг;
- е) использовать средства фото- или видеофиксации, в том числе видеорегистраторы, а также данные спутниковой навигации, например, GPS/ГЛОНАСС, для фиксации фактов и обстоятельств, связанных с исполнением сторонами обязательств по настоящему договору, и использовать полученные данные, а также путевые листы с маршрутными графиками при разрешении споров касательно исполнения настоящего договора;
- ж) не осуществлять вывоз ТКО в случае, если потребителем не обеспечен свободный подъезд к местам нахождения контейнеров (бункеров), при этом услуга в данном случае считается надлежащим образом оказанной Региональным оператором и подлежит оплате Потребителем.

13. Потребитель обязан:

- а) осуществлять складирование ТКО в местах накопления ТКО, определенных договором на оказание услуг по обращению с ТКО, в соответствии с территориальной схемой обращения с отходами;
- б) обеспечивать учет объема и (или) массы ТКО в соответствии с Правилами коммерческого учета объема и (или) массы ТКО, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 3 июня 2016 г. N 505 "Об утверждении Правил коммерческого учета объема и (или) массы твердых коммунальных отходов";
- в) производить оплату по настоящему договору в порядке, размере и сроки, которые определены настоящим договором;

Исполнитель



Потребитель



г) обеспечивать складирование твердых коммунальных отходов в контейнеры или иные места в соответствии с приложением к настоящему договору;

д) не заполнять контейнеры, предназначенные для накопления ТКО, другими отходами, и не смешивать ТКО с жидкими бытовыми отходами, стоками, строительными отходами, листвой, ветками, спиленными деревьями, не допускать наличия в контейнерах крупногабаритных предметов (старая мебель); не допускать складирования в контейнерах запрещенных предметов (горящие, раскаленные и горячие отходы, снег и лед, осветительные приборы, электрические ртутьсодержащие лампы, батареи и аккумуляторы, а также иные отходы, которые могут повредить контейнеры, мусоровозы или нарушить режим работы объектов по обработке/обезвреживанию/захоронению ТКО).

е) не допускать повреждения контейнеров, сжигания твердых коммунальных отходов в контейнерах, а также на контейнерных площадках, складирования в контейнерах запрещенных отходов и предметов;

ж) не допускать перемещения контейнеров и (или) бункеров с контейнерной площадки без согласования с Региональным оператором;

з) в случае порчи (механических повреждений), утраты, хищения либо полной гибели вследствие неправильной эксплуатации или их перегрузки Потребителем предоставленного Региональным оператором контейнера/бункера, возместить Региональному оператору стоимость ремонта либо стоимость (с учётом износа) контейнера/бункера, согласно расчётным документам Регионального оператора;

и) назначить лицо, ответственное за взаимодействие с Региональным оператором по вопросам исполнения настоящего договора (за исключением лиц, проживающих в жилых домах);

к) уведомить Регионального оператора любым доступным способом (почтовое отправление, телеграмма, факсограмма, телефонограмма, информационно-телекоммуникационная сеть "Интернет"), позволяющим подтвердить его получение адресатом, о переходе прав на объекты потребителя, указанные в настоящем договоре, к новому собственнику.

л) предоставлять Региональному оператору любую документацию или сведения, относящиеся к исполнению настоящего договора, в частности сведения о количестве и составе образующихся у потребителя ТКО, копии актов инвентаризации и паспортов на отходы, сведения о виде деятельности, осуществляемой Потребителем, площади используемых объектов, количестве сотрудников и посетителей Потребителя, сведения о количестве временно и постоянно проживающих/собственников в жилых помещениях, паспортные данные потребителя, информацию в графическом виде о размещении мест накопления ТКО и подъездных путей к ним.

14. Потребитель имеет право:

а) получать от Регионального оператора информацию об изменении установленных тарифов в области обращения с твердыми коммунальными отходами;

б) инициировать проведение сверки расчетов по настоящему договору.

V. Порядок осуществления учета объема и (или) массы твердых коммунальных отходов

15. Стороны согласились производить учет объема и (или) массы твердых коммунальных отходов в соответствии с Правилами коммерческого учета объема и (или) массы твердых коммунальных отходов, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 3 июня 2016 г. N 505 "Об утверждении Правил коммерческого учета объема и (или) массы твердых коммунальных отходов" способом: расчетным путём, исходя из количества и объема контейнеров для складирования твердых коммунальных отходов.

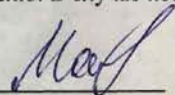
VI. Порядок фиксации нарушений по договору

16. Договор считается исполненным со стороны Регионального оператора (услуги считаются оказанными), если в течение 2-х (двух) суток со дня оказания услуг, Потребителем не будет заявлено претензий по выполненным услугам. Акт выполненных работ (оказанных услуг) сторонами не составляется.

В случае нарушения Региональным оператором обязательств по настоящему договору Потребитель с участием представителя Регионального оператора составляет акт о нарушении Региональным оператором обязательств по договору и вручает его представителю Регионального оператора. При неявке представителя Регионального оператора Потребитель составляет указанный акт в присутствии не менее чем 2 незаинтересованных лиц или с использованием фото- и (или) видеofиксации и в течение 3 рабочих дней направляет акт Региональному оператору с требованием устранить выявленные нарушения в течение разумного срока, определенного потребителем.

Региональный оператор в течение 3 рабочих дней со дня получения акта подписывает его и направляет потребителю. В случае несогласия с содержанием акта Региональный оператор вправе написать

Исполнитель



Потребитель



возражение на акт с мотивированным указанием причин своего несогласия и направить такое возражение потребителю в течение 3 рабочих дней со дня получения акта.

В случае невозможности устранения нарушений в сроки, предложенные Потребителем, Региональный оператор предлагает иные сроки для устранения выявленных нарушений.

17. В случае если Региональный оператор не направил подписанный акт или возражения на акт в течение 3 рабочих дней со дня получения акта, такой акт считается согласованным и подписанным Региональным оператором.

18. В случае получения возражений Регионального оператора Потребитель обязан рассмотреть возражения и в случае согласия с возражениями внести соответствующие изменения в акт.

19. Акт должен содержать:

а) сведения о заявителе (наименование, местонахождение, адрес, ИНН, документ, подтверждающий полномочия заявителя);

б) сведения об объекте (объектах), на котором образуются твердые коммунальные отходы, в отношении которого возникли разногласия (полное наименование, местонахождение, правомочие на объект (объекты), которым обладает сторона, направившая акт);

в) сведения о нарушении соответствующих пунктов договора;

г) другие сведения по усмотрению стороны, в том числе материалы фото- и видеосъемки.

20. Потребитель направляет копию акта о нарушении Региональным оператором обязательств по договору в уполномоченный орган исполнительной власти субъекта Российской Федерации.

VII. Ответственность сторон

21. За неисполнение или ненадлежащее исполнение обязательств по настоящему договору стороны несут ответственность в соответствии с законодательством Российской Федерации.

22. В случае неисполнения либо ненадлежащего исполнения Потребителем обязательств по оплате настоящего договора Региональный оператор вправе потребовать от Потребителя уплаты неустойки в размере 1/130 ключевой ставки Центрального банка Российской Федерации, установленной на день предъявления соответствующего требования, от суммы задолженности за каждый день просрочки.

23. За нарушение правил обращения с ТКО в части складирования ТКО вне мест накопления таких отходов, определенных настоящим договором, Потребитель несет административную ответственность в соответствии с действующим законодательством Российской Федерации.

24. Региональный оператор не несет ответственность за неисполнение и/или ненадлежащее исполнение договора, в том числе за неосуществление вывоза ТКО, в случае если это обусловлено неисполнением или ненадлежащим исполнением Потребителем встречных обязанностей, установленных настоящим договором, а также в случае невыполнения потребителем обязанностей, предусмотренных п. 13 настоящего договора (переполнения контейнеров отходами, складирования отходов вне контейнеров, ненадлежащего содержания места накопления и т.п.).

Региональный оператор освобождается от ответственности за полное или частичное неисполнение обязательств по настоящему договору; при наличии обстоятельств, делающих исполнение невозможным.

К таким обстоятельствам относятся, в частности: отсутствие беспрепятственного доступа мусоровоза к месту первичного накопления отходов (в том числе из-за парковки автомобилей, неочищенных от снега подъездных путей и т.п.), перемещение Потребителем контейнеров с места первичного накопления отходов, возгорание отходов в контейнерах и др.

При этом Региональным оператором (представителем Регионального оператора) может быть составлен акт в одностороннем порядке о невозможности исполнения обязательств.

VIII. Обстоятельства непреодолимой силы

25. Стороны освобождаются от ответственности за неисполнение либо ненадлежащее исполнение обязательств по настоящему договору, если оно явилось следствием обстоятельств непреодолимой силы.

При этом срок исполнения обязательств по настоящему договору продлевается соразмерно времени, в течение которого действовали такие обстоятельства, а также последствиям, вызванным этими обстоятельствами.

26. Сторона, подвергшаяся действию обстоятельств непреодолимой силы, обязана предпринять все необходимые действия для извещения другой стороны любыми доступными способами без промедления, не позднее 24 часов с момента наступления обстоятельств непреодолимой силы, о наступлении указанных обстоятельств. Извещение должно содержать данные о времени наступления и характере указанных обстоятельств.

Исполнитель



Потребитель



Сторона должна также без промедления, не позднее 24 часов с момента прекращения обстоятельств непреодолимой силы, известить об этом другую сторону.

IX. Действие договора

27. Настоящий договор заключается на срок по 31 декабря 2019 г. включительно.

28. Настоящий договор считается продленным на каждый последующий год на тех же условиях, если за один месяц до окончания срока его действия ни одна из сторон не заявит о его прекращении или изменении либо о заключении нового договора на иных условиях.

29. Настоящий договор может быть расторгнут до окончания срока его действия по соглашению сторон.

X. Порядок разрешения споров

30. Все споры, возникающие при исполнении настоящего договора, разрешаются сторонами путем переговоров.

31. Если стороны не придут к соглашению путем переговоров, все споры рассматриваются в претензионном порядке. Срок рассмотрения претензии – 10 (десять) дней с момента ее получения.

32. В случае, если споры не урегулированы сторонами с помощью переговоров и в претензионном порядке, то они разрешаются в судебном порядке в соответствии с действующим законодательством.

XI. Прочие условия

33. Все изменения, которые вносятся в настоящий договор, считаются действительными, если они оформлены в письменном виде, подписаны уполномоченными на то лицами и заверены печатями обеих сторон (при их наличии).

34. Стороны пришли к соглашению, что доставка и получение счетов-фактур по настоящему договору осуществляется в виде электронных документов через систему юридически значимого документооборота с соблюдением следующих условий:

а) при осуществлении обмена электронными документами Стороны руководствуются порядком выставления и получения документов в электронном виде, установленным действующим законодательством Российской Федерации, соответствующими приказами и письмами Министерства финансов Российской Федерации, Федеральной налоговой службы, а также порядком, установленным Оператором, при его наличии;

б) электронные документы, обмен которыми Стороны осуществляют в рамках договора, подписываются квалифицированной электронной подписью, применение иных видов электронных подписей при обмене электронными документами между Сторонами недопустимо, при этом каждая из Сторон несет ответственность за обеспечение конфиденциальности ключей квалифицированной электронной подписи, недопущение использования принадлежащих ей ключей без ее согласия;

в) документ в электронной форме по телекоммуникационным каналам связи считается действительным, если он подписан усиленной квалифицированной электронной подписью уполномоченного лица, принадлежащей уполномоченному лицу Стороны настоящего договора;

г) датой выставления документа в электронной форме по телекоммуникационным каналам связи считается дата поступления файла документа Оператору электронного документооборота, указанная в подтверждении этого Оператора электронного документооборота;

е) датой получения документа в электронной форме по телекоммуникационным каналам связи считается дата направления Оператором электронного документооборота файла документа, указанная в подтверждении Оператора электронного документооборота; документ в электронной форме считается полученным, если поступило соответствующее подтверждение Оператора электронного документооборота;

ж) составление и обмен документами в электронном виде с подписанием их квалифицированной электронной подписью не отменяет обязанность Сторон в выдаче лицам, подписывающим отчетные документы, доверенностей с соответствующими полномочиями, если такие полномочия не следуют из должностных обязанностей лица;

з) Стороны признают, что любой электронный документ, подписанный квалифицированной электронной подписью, является равнозначным документу на бумажном носителе, подписанному собственноручной подписью и заверенному печатью;

В случае невозможности использования системы юридически значимого документооборота Потребителем, либо отказа Потребителя от использования такой системы, Потребитель самостоятельно получает счета-фактуры в рамках исполнения настоящего договора по адресу: Оренбургская область, г. Оренбург, ул. Луговая, 1Б.

Исполнитель



Потребитель



35. В случае изменения наименования, местонахождения или банковских реквизитов Сторона обязана уведомить об этом другую Сторону в письменной форме в течение 5 рабочих дней со дня таких изменений любыми доступными способами, позволяющими подтвердить получение такого уведомления адресатом.

36. При исполнении настоящего договора Стороны обязуются руководствоваться законодательством Российской Федерации, в том числе положениями Федерального закона "Об отходах производства и потребления" и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации в сфере обращения с твердыми коммунальными отходами.

37. Настоящий договор составлен в 2 экземплярах, имеющих равную юридическую силу.

38. В момент заключения настоящего договора Потребитель дает Региональному оператору согласие на обработку его персональных данных, включая сбор, систематизацию, накопление, хранение, уточнение, использование, распространение, обезличивание, блокирование, уничтожение персональных данных в целях осуществления действий по заключению, исполнению настоящего договора, взыскания образовавшейся задолженности за услуги Регионального оператора по обращению с ТКО по настоящему договору.

Потребитель предоставляет Региональному оператору право на передачу персональных данных, содержащихся в настоящем договоре или переданных региональному оператору в связи с его исполнением, третьим лицам, в том числе, но не ограничиваясь, платежному агенту регионального оператора (при наличии).

Потребитель гарантирует, что предоставленные им персональные данные лиц получены им законным путем и предоставлены региональному оператору с согласия таких лиц для целей заключения и исполнения настоящего договора.

39. Приложение к настоящему договору является его неотъемлемой частью.

Реквизиты и подписи сторон.

Региональный оператор по обращению с твердыми коммунальными отходами

Потребитель

ООО «Природа»
Юр. адрес:
460009 г.Оренбург, ул.Цвиллинга, д.61/1, оф. 5
Почтовый адрес:
460021 г.Оренбург, ул.Луговая, 1Б.
ОГРН 1175658009053 ИНН 5612167252
КПП 561201001
р/с 40702810000000408747 в АКБ «Форштадт»
(АО)
г. Оренбург к/с 30101810700000000860
БИК 045354860
e-mail: pismo@priroda56.ru
Официальный сайт:
http://www.priroda-orenburg.ru
Тел: 8 (3532) 45-01-31

АО "ОРЕНБУРГНЕФТЬ"
Юр. адрес: 461040, Оренбургская обл, Бузулук г,
Магистральная ул, дом № 2
Факт. адрес: 461040, Оренбургская обл, Бузулук г,
Магистральная ул, дом № 2
ИНН 5612002469 КПП 997250001
р/с № 40702810100000005129, БИК 044525880, банк
БАНК "ВБРР" (АО) к/с30101810900000000880
e-mail:
Тел: 8(35342)73670

Директор  Доценко В. А.

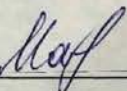
МП

Генеральный директор  Кудяков Д. Л.

МП

Кудяков В.И. по доверенности № 216/19 от 13.12.18г.

С протоколом разногласий

Исполнитель 


Потребитель 
МП


 Федеральная служба по надзору в сфере природопользования

ЛИЦЕНЗИЯ

№ (56) -5209- Т «13» февраля 2018 г.

На осуществление

Деятельности по транспортированию
 отходов IV класса опасности

(конкретный вид лицензируемой деятельности)

Настоящая лицензия предоставлена

Обществу с ограниченной ответственностью «Природа»

(полное наименование юридического лица с указанием организационно-правовой формы)

ООО «Природа»

(сокращенное наименование юридического лица)

ООО «Природа»

(фирменное наименование юридического лица)

Основной государственный регистрационный номер записи о государственной регистрации юридического лица 1175658009053

Идентификационный номер налогоплательщика 5612167252

0007698 *

ПРИЛОЖЕНИЕ
к лицензии Федеральной службы
по надзору в сфере природопользования

Лист 1 из 1

К лицензии № (56)-5209-Г от 13.02.2018
(без лицензии не действительно).

Перечень отходов, с которыми разрешается осуществлять деятельность в соответствии с конкретными видами обращения с отходами I-IV класса опасности, из числа включенных в название лицензируемого вида деятельности

Наименование вида отхода	Код отхода по федеральному классификационному каталогу отходов	Класс опасности для окружающей среды	Виды работ, выполняемые в составе лицензируемого вида деятельности
1	2	3	4
Пыль (порошок) абразивные от шлифования черных металлов с содержанием металла менее 50%	3 61 221 02 42 4	4	Транспортирование
Тара полиэтиленовая, загрязненная неорганическими нерастворимыми или малорастворимыми минеральными веществами	4 38 112 01 51 4	4	
Лом и отходы прочих изделий из асбоцемента незагрязненные	4 55 510 99 51 4	4	
Тара из черных металлов загрязненная лакокрасочными материалами (содержанием менее 5%)	4 68 112 02 51 4	4	
Карtridge печатающих устройств с содержанием тонера менее 7% отработанные	4 81 203 02 52 4	4	
Системный блок компьютера, утративший потребительские свойства	4 81 201 01 52 4	4	

И.о. руководителя Управления
Росприроднадзора
по Оренбургской области

М.А. Коваль

должность

подпись

ф.и.о. уполномоченного лица

М.П.

0030349 *

Приложение является неотъемлемой частью лицензии

Лист 1 из 1
(оборотная сторона)

К лицензии № (56)-5209-Т от 13.02.2018
(без лицензии не действительно).

1	2	3	4
Клавиатура, манипулятор «мышь» с соединительными проводами, утратившие потребительские свойства	4 81 204 01 52 4	4	Транспортирование
Принтеры, сканеры, многофункциональные устройства (МФУ), утратившие потребительские свойства	4 81 202 01 52 4	4	
Мусор с защитных решеток хозяйственно-бытовой и смешанной канализаций малоопасный	7 22 101 01 71 4	4	
Осадок с песколовков при очистке хозяйственно-бытовых и смешанных сточных вод малоопасный	7 22 102 01 39 4	4	
Мусор от офисных и бытовых помещений организаций несортированный (исключая крупногабаритный)	7 33 100 01 72 4	4	
Смет с территории гаража, автостоянки малоопасный	7 33 310 01 71 4	4	
Смет с территории предприятия малоопасный	7 33 390 01 71 4	4	
Мусор от сноса и разборки зданий несортированный	8 12 901 01 72 4	4	
Отходы рубероида	8 26 210 01 51 4	4	
Покрышки пневматических шин с тканевым кордом отработанные	9 21 130 01 50 4	4	
Покрышки пневматических шин с металлическим кордом отработанные	9 21 130 02 50 4	4	
Фильтры воздушные автотранспортных средств отработанные	9 21 301 01 52 4	4	

И.о. руководителя Управления
Росприроднадзора
по Оренбургской области

должность

подпись

М.А. Коваль

ф.и.о. уполномоченного лица



(оборотная сторона)

Место нахождения:
460009, г. Оренбург, ул. Цвиллинга, д. 61/1, офис 5.

(адрес места нахождения юридического лица)

Место осуществления лицензируемого вида деятельности:
460009, г. Оренбург, ул. Цвиллинга, д. 61/1, офис 5.

(адрес места осуществления лицензируемого вида деятельности)

Настоящая лицензия предоставлена на срок: бессрочно.

на основании решения лицензирующего органа - приказа от 13 февраля 2018 года № Н/Л-18.

Настоящая лицензия имеет 1 приложение, являющееся ее неотъемлемой частью на 1 листе.

И.о. руководителя Управления
Росприроднадзора
по Оренбургской области

должность



М.П.

подпись

М.А. Коваль

ф.и.о. уполномоченного лица



Рег. номер	770 0019/0230-20
" 08 " 02 2019 г.	
АО "ОРЕНБУРГНЕФТЬ"	

ДОГОВОР №
поставки лома черных металлов

г. Бузулук

« ____ » _____ 2019г.

АО «Оренбургнефть» в лице Генерального директора Худякова Дениса Леонидовича, действующего на основании Устава, именуемое в дальнейшем «Продавец», с одной стороны, и ООО «Межрегиональная Металлоломная Компания» в лице директора Кудина Александра Николаевича, действующего на основании Устава, именуемое в дальнейшем «Покупатель», с другой стороны, совместно именуемые «Стороны», заключили настоящий Договор о нижеследующем:

1. Предмет Договора

1.1. Продавец обязуется передать в собственность Покупателя, обладающего *Лицензией на осуществление деятельности по заготовке, хранению, переработке и реализации лома черных металлов № 610 от 06.12.2017 г.*, лом черных металлов (далее – Товар), а Покупатель обязуется оплатить и принять Товар на условиях настоящего договора, а также Приложения №1 к нему.

1.2. Наименование, количество, цена, срок передачи, базис поставки Товара определяются в Приложении №1 к настоящему договору.

2. Количество, качество, базис, срок и другие условия поставки Товара

2.1 Прием и передача Товара осуществляется на базисе поставки, определенном в Приложении №1 к настоящему договору.

2.2. В рамках настоящего договора Покупатель обязан организовать своевременный вывоз Товара с базиса поставки Продавца, своими силами и средствами, включая погрузку и транспортировку.

2.3. Взвешивание Товара осуществляется на базисе поставки Продавца, поверенными весами в соответствии с требованиями ФЗ «Об обеспечении единства измерений». Взвешивание производится при наличии свидетельства о поверке весов и при участии Представителя Продавца.

По результатам взвешивания Товара составляется двусторонний акт приема – передачи Товара и товарно-транспортная накладная. Передача Товара осуществляется при условии подписания сторонами выше указанных документов и в соответствии с Приложением №1 к настоящему договору.

2.4. Количество фактически поставленного Товара на базисе поставки определяется согласно подписанным сторонами товарно-транспортной накладной и акта приема – передачи Товара.

2.5. Обязательства Продавца по поставке считаются выполненными с момента предоставления Товара в распоряжение Покупателя на базисе поставки, при условии подписания сторонами акта приема – передачи и товарно-транспортной накладной. С момента подписания сторонами вышеуказанных документов к Покупателю переходит право собственности на Товар и риск случайной гибели или повреждения Товара.

2.6. При возникновении необходимости осуществить взвешивание Товара на весовых приборах Покупателя (вне базиса поставки



1

обязуется своим транспортным средством осуществить транспортировку Товара до места взвешивания. Транспортировка производится при сопровождении материально-ответственного лица (МОЛ) или сотрудника службы безопасности Продавца. Взвешивание производится при наличии свидетельства о поверке весов и при участии Представителя Продавца.

Передача Товара с места взвешивания осуществляется при условии подписания сторонами двустороннего акта приема – передачи Товара и товарно-транспортной накладной. Количество фактически поставленного Товара, момент исполнения обязательства Продавца по поставке Товара и момент перехода к Покупателю права собственности на Товар определяются с учетом положений п.2.6, п.2.7 настоящего договора.

2.7. Срок поставки (передачи) Товара Покупателю определяется в Приложении №1 к настоящему Договору.

2.8. Покупатель обязан вывезти Товар в срок, указанный в Приложении №1 к настоящему договору. В случае невозможности вывезти Товар одновременно, Покупатель обязан предоставить Продавцу график получения Товара (по дням) и вывезти Товар согласно графику.

2.9. Поставляемый по настоящему Договору Товар по качеству и виду должен соответствовать ГОСТу 2787-75 «Металлы чёрные вторичные». Покупателю известно состояние и характеристика Товара.

3. Цена Товара. Порядок оплаты товара

3.1. Цена Товара и сумма поставки определяется в Приложении №1 к настоящему Договору.

3.2. В течение 10 рабочих дней со дня подписания сторонами настоящего договора, Продавец направляет Покупателю, посредством электронной почты (факсимильной связи), счет на предварительную оплату.

3.3. В течение 5 банковских дней с даты получения Покупателем счета на предоплату Покупатель производит 100% предварительную оплату за поставляемый Товар. Оплата производится денежными средствами в безналичном порядке на расчетный счет Продавца.

3.4. Датой оплаты Товара считается дата поступления денежных средств на расчетный счет Продавца.

4. Документы

4.1. Продавец обязан представить Покупателю следующие документы на поставляемый Товар:

- счет-фактуру;
- товарно-транспортную накладную (накладную) или иной товаросопроводительный документ
- иные имеющиеся у Продавца документы на поставляемый Товар.

4.2. Счета-фактуры, составляемые во исполнение обязательств Сторон по настоящему Договору, должны быть оформлены в соответствии с требованиями действующего налогового законодательства.

В течение 5 (Пяти) рабочих дней с момента подписания настоящего договора Продавец обязуется направить Покупателю надлежащим образом заверенные копии документов, подтверждающих полномочия лиц, уполномоченных подписывать дополнительные соглашения к настоящему договору.



фактуры (для руководителя - документа о назначении на должность руководителя, для главного бухгалтера – приказа о назначении на должность главного бухгалтера, для иных лиц – приказа (иного распорядительного документа) по организации, доверенности от организации), а также предоставить заверенные организацией образцы подписей вышеуказанных лиц. В случае изменения перечня лиц, имеющих вышеуказанные полномочия, Продавец обязуется незамедлительно сообщить об этом Покупателю и предоставить указанные в настоящем абзаце документы в отношении указанных лиц.

Счета-фактуры, составляемые во исполнение обязательств Сторон по настоящему Договору, и подписанные руководителем и главным бухгалтером, должны содержать расшифровки их подписей с указанием фамилий и инициалов.

Счета-фактуры, подписанные лицами, уполномоченными на то приказом (иным распорядительным документом) по организации или доверенностью от имени организации после расшифровки подписи должны содержать реквизиты уполномочивающего документа (наименование, дата, номер).

Счета-фактуры передаются нарочным (курьером) с обязательным подписанием акта приема-передачи счета-фактуры уполномоченными лицами или почтовым отправлением с описью вложения.

Вместе с оригиналами счетов-фактур направляются надлежащим образом заверенные копии документов, подтверждающих полномочия лиц подписывать счета-фактуры (за исключением случаев, когда соответствующие документы были представлены ранее).

При подписании счетов-фактур не допускается использование факсимильного воспроизведения подписи, либо иного аналога собственноручной подписи.

В случае нарушения требований по оформлению счетов-фактур или не предоставления оригинала счета-фактуры в установленные Налоговым кодексом сроки, Сторона, осуществляющая оплату товаров (работ, услуг) по настоящему Договору, вправе отсрочить соответствующий платеж на срок просрочки предоставления надлежаще оформленного оригинала счета-фактуры.

В течение 5 дней Сторона, получившая счет-фактуру не соответствующую требованиям настоящего Договора, обязана проинформировать другую Сторону об этом с указанием конкретных допущенных нарушений.

4.3. Полномочным представителем Продавца по проведению сверки расчетов с Покупателем является «ТУ в г. Бузулуке Филиал ООО «РН-Учет» в г. Самаре».

Продавец обязуется обеспечить представление в адрес Покупателя оформленного акта сверки не позднее 25 числа месяца, следующего за отчетным кварталом. Покупатель обязуется в течение 15 дней с момента получения акта сверки от «ТУ в г. Бузулуке Филиал ООО «РН-Учет» в г. Самаре» произвести сверку расчетов между Сторонами, оформить протокол разногласий при необходимости, и направить один экземпляр надлежаще оформленного акта сверки в адрес «ТУ в г. Бузулуке Филиал ООО «РН-Учет» в г. Самаре»: 461049, Российская Федерация, Оренбургская область, г. Бузулук, ул. Объездная, д.5, с указанием ФИО контактного лица – Чистякова Н.В., Атанова Т.Е. (тел.8(35342) 7-47-49 /7-48-89) (в случае направления документов экспресс-почтой) или а/я 448.

5. Ответственность Сторон.



5.1. В случае нарушения сроков вывоза Товара, предусмотренных п.2.8 настоящего договора, Покупатель уплачивает Продавцу пени в размере 0,1 % от стоимости несвоевременно вывезенного Товара, за каждый день просрочки, но не более 5% от стоимости настоящего договора.

5.2. В случае нарушения сроков оплаты Товара, предусмотренных в п. 3.3 настоящего Договора, на срок более 10 банковских дней, Продавец имеет право расторгнуть данный договор в одностороннем порядке путем направления уведомления.

5.3. В случае отказа Покупателя от приемки Товара, в количестве согласованном в Приложении №1 к настоящему договору, после поставки его Продавцом, Покупатель обязуется уплатить Продавцу штраф в размере 10% от стоимости не принятого им Товара.

5.4. Уплата штрафных санкций не освобождает Сторону от исполнения обязательств по настоящему Договору.

5.5. Покупатель обязан неукоснительно соблюдать положения следующих локальных нормативных документов (далее – ЛНД) Продавца, предусмотренных Договором, переданных Покупателю по Акту приема-передачи ЛНД (по форме Дополнения №1 к приложению «Исполнение и актуализация ЛНД»)

Положение ПАО «Оренбургнефть» «Порядок допуска и организация безопасного производства работ подрядными организациями на территории действующих объектов Общества» № ПЗ-05 Р-0229 ЮЛ-412 версия 2.00

Положение ПАО «Оренбургнефть» «Допуск лиц, ответственных за безопасное проведение работ, автотранспорта и спецтехники подрядных/субподрядных организаций на объектах общества» № ПЗ-05 Р-0802 ЮЛ-412 версия 2.00

Инструкции ПАО «Оренбургнефть» «По организации пропускного и внутриобъектового режимов на объектах» № ПЗ-11.01 И-003 ЮЛ-412 версия 1.00

6. Непреодолимая сила

6.1. Стороны освобождаются от ответственности за частичное или полное неисполнение обязательств по настоящему Договору, если оно явилось следствием обстоятельств непреодолимой силы (пожара, наводнения или землетрясения), и если эти обстоятельства непосредственно повлияли на исполнение настоящего Договора. При этом срок исполнения обязательств по Договору отодвигается соразмерно времени, в течение которого действовали такие обстоятельства. Если эти обстоятельства будут продолжаться более 3-х месяцев, то каждая из Сторон будет иметь право отказаться от дальнейшего исполнения обязательств по настоящему Договору, письменно уведомив об этом другую Сторону. В этом случае ни одна из Сторон не будет иметь права на возмещение другой Стороной возможных убытков.

6.2. Сторона, для которой создалась невозможность исполнения обязательств по настоящему Договору, должна немедленно, но не позднее 4-х дней, письменно известить другую Сторону о наступлении и предполагаемом сроке обстоятельств, препятствующих исполнению обязательств. Не уведомление или несвоевременное уведомление о наступлении или прекращении обстоятельств непреодолимой силы лишает Сторону права ссылаться на них.

6.3. Надлежащим доказательством наступления указанных выше обстоятельств и их продолжительности будут служить справки, выдаваемые Торгово-промышленной палатой Российской Федерации



уполномоченным органом населенного пункта Продавца или Покупателя.

7. Порядок разрешения споров

7.1. Все споры и разногласия, которые могут возникнуть из настоящего Договора или в связи с ним, подлежат разрешению путем переговоров Сторон. При невозможности урегулирования спора путем переговоров, они подлежат разрешению в Арбитражном суде Оренбургской области с обязательным соблюдением претензионного порядка. Срок ответа на претензию 20 дней с момента получения.

8. Прочие условия

8.1. Ни одна из Сторон не имеет право передавать свои обязательства по настоящему Договору третьим лицам без письменного на то согласия другой Стороны.

8.2. Изменения и дополнения к настоящему Договору действительны с даты подписания сторонами дополнительного соглашения.

8.3. После подписания настоящего Договора все предыдущие переговоры и переписка считаются недействительными.

8.4. Документы, переданные по факсимильной связи, имеют полную юридическую силу (кроме счетов-фактур) с последующим обменом на подлинные документы в течение 14 календарных дней. Риск искажения информации несет Сторона, направившая информацию.

8.5. Покупатель при приемке Товара вправе произвести все необходимые меры по устранению засоренности Товара (произвести чистку Товара от грязи, мусора и т.д.).

8.6. Покупатель обязуется соблюдать требования, изложенные в приложении «Антикоррупционные условия» (Приложение № 2 к настоящему Договору)

8.7. Покупатель обязуется соблюдать требования Продавца в области промышленной и пожарной безопасности, охраны труда и окружающей среды.

Стороны согласовали к применению (соблюдению условий и привлечению к ответственности) в своих отношениях свода обычаев делового оборота, кодифицированного в публичном издании «Требования в области промышленной и пожарной безопасности, охраны труда и окружающей среды к организациям, привлекаемым для выполнения работ и оказания услуги на объектах ПАО «Оренбургнефть» (Оренбург: ИПК «Газпресс» ООО «СервисЭнергоГаз», 2017. – 494 с. – ISBN 978-5-94397-190-7).

Указанное издание для его постоянного использования размещено на ресурсах справочных правовых систем «Консультант Плюс» (раздел «Технические нормы и правила») и «Гарант».

Размер штрафных санкций за нарушения требований Продавца в области ПБОТОС установлен в Приложении № 4 «Штрафы за нарушения в области ПБОТОС» к настоящему договору.

В случае противоречий в части размера штрафных санкций между текстом указанного издания и текстом Приложения «Штрафы за нарушения в области ПБОТОС» определяющим (превалирующим) является текст Приложения.

8.8. Поскольку операции по реализации ТОВАРА подлежат налогообложению НДС на территории РФ, а обязанность по исчислению и уплате НДС возлагается на налогового агента (п.8 ст.161 НК РФ), Покупатель при приобретении товара обязан исчислить НДС расчетным м



GS1 Standard 20425-409637

5

РФ) и уплатить соответствующую сумму в бюджет. При этом определенная настоящим ДОГОВОРОМ стоимость товара, подлежащая оплате поставщику, уменьшено не подлежит.

8.9. Во всем остальном, что не предусмотрено настоящим Договором, Стороны руководствуются действующим законодательством Российской Федерации.

9. Срок действия Договора

9.1. Договор вступает в силу с момента подписания и действует по 31.12.2019г.

9.2. Договор составлен в двух экземплярах, имеющих равную юридическую силу, по одному для каждой Стороны.

9.3. Неотъемлемой частью настоящего договора являются:

- Приложение №1 – Спецификация №1;
- Приложение №2 – Антикоррупционные условия;
- Приложение №3 – Конфиденциальная информация;
- Приложение №4 - Штрафы за нарушения в области ПБОТОС;
- Приложение №5 - Исполнение и актуализация ЛНД.

10. Юридические адреса и банковские реквизиты Сторон

Покупатель:

ООО «ММК»

Юридический и фактический адрес:
443086, Российская Федерация,
г. Самара, ул. Ерошевского, д.3А, комн.8
Почтовый адрес:
443099, Российская Федерация,
г. Самара, ул. Некрасовская, д.23, оф.3
Тел./факс +7(917)116-19-17, +8(846)979-22-69

E-mail: zagotovkammk001@gmail.com

ИНН 6316229359

КПП 631601001

ОКПО 05943901

ОКВЭД 46.77

Банковские реквизиты:

Р/счет 40702810400000001433

К/счет 30101810236010000742

Название банка:

АО «КОШЕЛЕВ-БАНК» г. Самара

БИК 043601742

Продавец:

АО «Оренбургнефть»

Адрес: 461040, Оренбургская область,
г. Бузулук, ул. Магистральная, 2

Банковские реквизиты:

ИНН/КПП 5612002469/997250001

р/с 40702810100000005129

ОАО «ВБРР»

к/сч № 30101810900000000880

БИК 044525880

E-mail orenburgneft@rosneft.ru

Подписи Сторон



/ Кудин А.Н./





ЛИЦЕНЗИЯ

ЛИЦЕНЗИЯ

ЛИЦЕНЗИЯ

ЛИЦЕНЗИЯ

Место нахождения организации (место жительства - для индивидуального предпринимателя)

443086, г. Самара, ул. Ерошевского, д. 3а, комната 8.

Место осуществления лицензируемого вида деятельности (адрес места осуществления работ, выполняемых в составе лицензируемого вида деятельности):

Заготовка, хранение, переработка и реализация лома черных металлов; заготовка, хранение, переработка и реализация лома цветных металлов;

- 1) 446100, Самарская обл., Алексеевский район, с. Алексеевка, ул. Спортивная, д. 5А;
- 2) 443022, г. Самара, пр. Кирова, уч. 10 «Ж».

Настоящая лицензия предоставлена на срок: бессрочно

Настоящая лицензия переоформлена на основании решения лицензирующего органа – приказа от 06 декабря 2017 года № 170-п.

Врио заместителя председателя
Правительства Самарской области –
министра промышленности и
технологий Самарской области



(Handwritten signature in blue ink)

С.А.Безруков

М.П.



2400019/1912 2
Регистрация №

20 АВГ 2019

ОТДЕЛЕНИЕ СЛУЖБЫ ДОГОВОРОВ
АО «ОРЕНБУРГНЕФТЬ»

ДОГОВОР № _____

На оказание услуг по утилизации партий нефтешламов, выделенных из шламопаковителой Курманаевского и Гарсиморского месторождений РИТС-3 и завезенных с мест аварий Бобровского актива РИТС №3 АО «Оренбургнефть» в 2019-2021гг.

МЕЖДУ АО «ОРЕНБУРГНЕФТЬ» И ООО «ПРИРОДА-ОРЕНБУРГ»

Бугулик 2019

г. Бутурук

2017 г.

АО «Оренбургнефть», именуемое в дальнейшем «Заказчик», в лице Генерального директора Худякова Дениса Леонидовича действующего на основании Устава, с одной стороны, и ООО «Природа-Оренбург», именуемое в дальнейшем «Подрядчик», в лице директора Новикова Владимира Павловича, действующего на основании Устава, с другой стороны, каждая из которых в дальнейшем именуется «Сторона» и совместно – «Стороны», заключили настоящий договор (далее – «Договор») о нижеследующем:

1. Термины и определения

В целях настоящего Договора Стороны используют следующие термины и определения:

Акт сдачи-приемки выполненных работ – двусторонний документ, подписанный уполномоченными представителями Подрядчика и Заказчика, фиксирующий ответственность и полное выполнение Работ по Договору в соответствии с требованиями настоящего Договора и действующего законодательства РФ.

Вторичная продукция – продукция, которая получается в результате утилизации нефтесодержащих отходов до показателей утвержденных в ТУ, согласованных в установленном порядке в Ростехрегулировании и внесенных в государственный реестр ТУ.

Нефтьшламы или нефтягазированные грунты (далее – Нефтьшламы) – содержимое Шламоаккумулятора, представляющее собой тяжелые твердые или пастообразные отходы, непригодные для использования в процессах подготовки нефти, состоящие из нефти (нефтепродуктов), продуктов их трансформации, минеральной фракции, твердых древесно-стружечных включений и воды, независимо от источника образования этих отходов, включая нефтесодержащий грунт.

Объект утилизации нефтьшамов – принадлежащее Подрядчику специально оборудованное сооружение (установка, колонна и т.д.), статус которого подтвержден разрешительными документами, выданными в порядке, предусмотренном действующим законодательством РФ.

Очистка Шламоаккумулятора – комплекс технологических операций, включающий полное извлечение Нефтьшамов из Шламоаккумулятора, проведение зачистки стенок и дна.

Партия нефтьшамов/вторичной продукции – некоторое количество (объем) Нефтьшамов, Вторичной продукции.

Технические условия (ТУ) – устанавливающие нормы и требования, соблюдение которых должно обеспечить оптимальный уровень качества получаемой Вторичной продукции, безопасной для жизни и здоровья населения, охраны окружающей среды.

По настоящему договору работы выполняются по технологии получения Вторичной продукции, соответствующей ТУ 5712-004-55059747-2015.

Транспортирование – перемещение партии Нефтьшамов/Вторичной продукции включая погрузочно-разгрузочные операции.

Утилизация нефтьшамов – использование отходов для производства вторичной продукции, основанное на физико-химическом, термическом и/или биологическом преобразовании Нефтьшамов, осуществляемое Подрядчиком на Объекте утилизации в соответствии с условиями настоящего Договора.

Шламоаккумулятор – объект Заказчика, предназначенный для накопления и временного хранения Нефтьшамов, который передается Подрядчику для проведения работ по его очистке.

2. Предмет Договора

2.1 Подрядчик, после заключения экспертной комиссией государственной экологической экспертизы (ГЭЭ) на проект технологической документации (технология) утилизации, а также лицензия (Серия 056 № 00187 от «02» июня 2016 г.) на осуществление деятельности по сбору,

транспортированию, утилизации, обязуется выполнять по заданию Заказчика работы по утилизации партий нефтешлама в соответствии с Календарным планом (Приложение № 1) и Техническим заданием (Приложение № 2), являющимися неотъемлемой частью настоящего Договора.

2.2. Виды Работ и ориентировочные объемы по настоящему Договору составляют:

- утилизация нефтешлама на специализированной площадке Подрядчика с понижением класса опасности не ниже V класса, содержанием нефтепродуктов не более 5000 мг/кг и получением вторичной продукции в соответствии с ТУ и положительным заключением ГЭЭ на применяемую технологию, включая работы по извлечению, сбору и транспортированию нефтешлама с мест временного накопления (текущего образования), указанных в п.4.2. Технического задания (Приложение №2);

- утилизация нефтешлама на специализированной площадке Подрядчика с понижением класса опасности не ниже V класса, содержанием нефтепродуктов не более 5000 мг/кг и получением вторичной продукции в соответствии с ТУ и положительным заключением ГЭЭ на применяемую технологию, завезенных с мест текущего образования Подрядчиком по заданию Заказчика.

Нефтешлам представляет собой:

- грунт, загрязненный нефтью или нефтепродуктами (содержание нефти или нефтепродуктов менее 15 %) - 93110001394;
- шлам очистки емкостей и трубопроводов от нефти и нефтепродуктов - 91120002393;
- осадок (шлам) механической очистки нефтесодержащих сточных вод, содержащий нефтепродукты в количестве менее 15 %, обводненный - 72310101394;
- песок, загрязненный нефтью или нефтепродуктами (содержание нефти или нефтепродуктов 15 % и более) - 91920101393;
- осадок механической очистки нефтесодержащих сточных вод, содержащий нефтепродукты в количестве 15% и более - 72310201393.

2.3. Утилизация нефтешлама до получения вторичной продукции в соответствии с ТУ и положительным заключением ГЭЭ на применяемую технологию с понижением класса опасности до V класса и содержанием нефтепродуктов не более 1000 мг/кг, включая осуществляемые Подрядчиком следующие операции:

2.3.1. Извлечение и транспортировка нефтешлама с мест временного накопления (текущего образования), указанных в п.4.2. Технического задания (Приложение №2).

2.3.2. Круглогодичный приём нефтешлама, завезенных с мест текущего образования Подрядчиком по заданию Заказчика, для дальнейшей утилизации с получением вторичной продукции согласно ТУ и положительным заключением ГЭЭ на применяемую технологию.

2.4. Заказчик, на условиях предусмотренных настоящим Договором, обязуется принять и оплатить выполненные Подрядчиком Работы.

2.5. Работы по настоящему Договору выполняются силами Подрядчика с использованием его материалов, его силами и средствами.

2.6. Учет и определение объемов партий нефтешлама осуществляется по мерной дерской емкостью.

2.7. При исполнении обязательств Стороны руководствуются действующим законодательством РФ, условиями Договора, требованиями стандартов, регламентов и процедур, являющихся его неотъемлемой частью.

3. Стоимость работ по Договору и порядок оплаты

3.1. Стоимость работ по договору определяется Протоколом согласования Договорной цены (Приложение № 3) и единичные расценки по видам услуг является фиксированными на объемы работ в 2019-2021 гг.

Общая стоимость работ по Договору определяется произведением объема работ каждого вида на соответствующую стоимость работ за единицу производства работ, указанных в протоколе согласования Договорной цены (Приложение № 3), в суммированном полученном произведении, и составляет ориентировочно

НДС 20%
рубля 00

копеек

В том числе:

2019 год ориентировочно
девятьсот шестьдесят восемь) рублей 00 копеек, в том числе НДС - 20%

2020 год ориентировочно

рубля 00 копеек, в том числе НДС - 20%

копеек

2021 год ориентировочно

) рубля 00 копеек, в том числе НДС - 20%

рубля 00 копеек

Общая сумма договора остается неизменной с учетом перераспределения объемов и денежных средств между отдельными видами работ внутри договора по факту их исполнения.

Окончательная сумма определяется на основании Актов приема-сдачи выполненных работ, подписанных в соответствии с настоящим Договором.

3.2. Стороны согласовали следующие условия, при которых производится оплата оказанных услуг:

3.2.1. За сбор, извлечение, транспортировку и понижение в утилизируемых Партиях нефтешлама содержания нефтепродуктов на 40% от первоначальных показателей (первый этап утилизации) в размере 40% стоимости работ, указанной в Протоколе согласования Договорной цены. Исследования по первоначальному отбору проб и пробе завершающих первого этапа проводятся за счет Подрядчика независимым центром (лабораторией, согласованной с Заказчиком), имеющим (ей) аккредитацию на данный вид деятельности.

3.2.2. За утилизацию Партий нефтешламов до показателей соответствующих утвержденным ТУ по классу опасности и содержанию нефтепродуктов не более 5000 мг/кг (второй этап утилизации) в размере 60% стоимости работ, указанной в Протоколе согласования Договорной цены. Исследования проводятся за счет Подрядчика независимым центром (лабораторией, согласованной с Заказчиком), имеющим (ей) аккредитацию на данный вид деятельности.

3.3. Оплата выполненных работ (оказанных услуг) осуществляется Заказчиком путем перечисления денежных средств на расчетный счет Подрядчика либо иным, не запрещенным законом способом не ранее 45 (сорока пяти) не позднее 60 (шестидесяти) дней с момента подписания Сторонами акта выполненных работ (оказанных услуг) на основании счетов-фактур, выставленных Подрядчиком.

3.3.1. Оплата выполненных работ (оказанных услуг) по утилизации нефтешламов до получения вторичной продукции в соответствии с ТУ с содержанием нефтепродуктов не более 5000 мг/кг и понижением класса опасности до V класса, производится по фактическим результатам маркшейдерской съемки.

3.4. Подрядчик предоставляет Заказчику Акты приема-сдачи выполненных работ (Приложение № 10) и счет-фактуру до 1 (первого) числа месяца, следующего за отчетным периодом.

Счет-фактура предоставляется до 1 числа месяца, следующего за отчетным периодом.

3.5. После завершения работ, указанных в п. 2.2. настоящего договора Подрядчик обязуется передать Заказчику отчетные документы, акт приема-сдачи выполненных работ не позднее 1-го числа месяца, следующего за отчетным и счет-фактуру не позднее 1-го числа месяца следующего за отчетным периодом. Подрядчик выставляет акт выполненных работ в двух

экземплярах, который подписывается обеими сторонами. Один экземпляр акта высылается Подрядчику.

3.6. Превышение Подрядчиком объемов и стоимости Работ, определенное в порядке, описанном в разделе 2 настоящего Договора, не согласованное с Заказчиком, оплате не подлежит.

3.7. Фактическая стоимость Работ по Договору, рассчитываемая в порядке, согласованном в п. 3.2, подлежит выплате в полном объеме при условии подлежащего исполнению Подрядчиком всех принятых на себя обязательств.

3.8. В соответствии со ст. 410 ГК РФ Заказчик вправе в порядке и в случаях, предусмотренных настоящим Договором, произвести односторонний зачет путем уменьшения суммы, подлежащей выплате Подрядчику за выполненные Работы, на сумму имеющихся у Заказчика действующих требований, возникших в связи с неисполнением или ненадлежащим исполнением Подрядчиком условий настоящего Договора.

3.9. Односторонний зачет денежных требований производится в следующем порядке:

- в отношении согласованных в настоящем Договоре штрафных санкций за нарушение требований в области охраны труда, охраны жизни и безопасности и охраны окружающей среды (ПБОТОС) - из текущих платежей за выполненные отдельные этапы Работ;

- в отношении причитных Заказчику и документально подтвержденных убытков, неустойки или иных штрафных санкций за нарушения, допущенные Подрядчиком при выполнении работ по настоящему договору - из текущих платежей за выполненные работы по Договору.

До момента проведения одностороннего зачета, Заказчик обязан проинформировать Подрядчика о возникших убытках, начисленной неустойке или штрафных санкциях и о проведении зачета путем направления заказного письма по реквизитам, указанным в разделе 18 настоящего Договора. При этом уведомление считается полученным, если Подрядчик не получил его в почтовом отделении по истечении 5 рабочих дней с момента поступления уведомления в соответствующее почтовое отделение.

3.10. Счета-фактуры, составляемые во исполнение обязательств Сторон по настоящему Договору, должны быть оформлены в соответствии с требованиями действующего налогового законодательства.

В течение 5 (Пяти) рабочих дней с момента подписания настоящего договора Подрядчик обязуется направить Заказчику надлежащим образом заверенные копии документов, подтверждающих полномочия лиц, уполномоченных подписывать дополнительные соглашения к настоящему договору, акты и счета-фактуры (для руководителей - документы о назначении на должность руководителя, для главного бухгалтера - приказа о назначении на должность главного бухгалтера, для иных лиц - приказа (иного распорядительного документа) по организации, доверенности от организации), а также предоставить заверенные организацией образцы подписей вышеуказанных лиц. В случае изменения перечня лиц, имеющих вышеуказанное полномочие, Подрядчик обязуется незамедлительно сообщать об этом Заказчику и предоставить указанные в настоящем абзаце документы в отношении указанных лиц.

Счета-фактуры, составляемые во исполнение обязательств Сторон по настоящему Договору, и подписанные руководителем и главным бухгалтером, должны содержать расшифровку их подписей с указанием фамилий и инициалов.

Счета-фактуры, подписанные лицами, уполномоченными на то приказом (иным распорядительным документом) по организации или доверенностью от имени организации после расшифровки подписей должны содержать реквизиты уполномочивающего документа (наименование, дата, номер).

Счета-фактуры передаются нарочным (курьером) с обязательным подписанием акта приема-передачи счета-фактуры уполномоченными лицами для почты с описью вложения.

Вместе с оригиналами счетов-фактур направляются надлежащим образом заверенные копии документов, подтверждающих полномочия для подписывать счета-фактуры (за исключением случаев, когда соответствующие документы были представлены ранее).

При подписании счетов-фактур не допускается использование факсимильного воспроизведения подписи, либо иного аналога собственноручной подписи.

В случае нарушения требований по оформлению счетов-фактур или не предоставления оригинала счета-фактуры в установленные Налоговым кодексом сроки, Сторона, осуществляющая оплату услуг по настоящему Договору, вправе отсрочить соответствующий платеж на срок 1 мес.

В течение 5 дней Сторона, получившая счет-фактуру не соответствующую требованиям настоящего Договора, обязана информировать другую Сторону об этом с указанием конкретных допущенных нарушений.

Полномочным представителем Заказчика по проведению сверки расчетов с Подрядчиком является «РЭЦ в г. Бузулуке Филиал ООО «РН-Учет» в г. Самара».

Заказчик обязуется обеспечить представление в адрес Подрядчика оформленного акта сверки не позднее 25 числа месяца, следующего за отчетным кварталом. Подрядчик обязуется в течение 15 дней с момента получения акта сверки от «РЭЦ в г. Бузулуке Филиал ООО «РН-Учет» в г. Самара» произвести сверку расчетов между Сторонами, оформить протокол разногласий при необходимости, и направить один экземпляр подписанного оформленного акта сверки в адрес «РЭЦ в г. Бузулуке Филиал ООО «РН-Учет» в г. Самара»: 461049, Российская Федерация, Оренбургская область, г. Бузулук, ул. Обьездная, д.5, с указанием ФИО контактного лица – Чистыхова Н.В., Атанова Т.Е. (тел.8(35342) 7-47-49 /7-48-89) (в случае направления документов экскресс-почтой) или в/к 448.

При наличии расхождений к акту сверки должны быть приложены документы, подтверждающие факт выполнения работ.

3.11. Стороны договорились, что:

- все расчеты по Договору между Заказчиком и Подрядчиком;
- все расчеты между Подрядчиком и привлеченными им Субподрядчиками;
- все расчеты между Субподрядчиками любого уровня;
- все платежи, осуществляемые Заказчиком в адрес любого Субподрядчика, на основании статьи 313 ГК РФ в качестве исполнения обязательства третьим лицом осуществляются только с использованием счетов, открытых в АО «ВБРР».

3.12. Подрядчик обязуется включить условие об осуществлении расчетов с использованием счетов, открытых в АО «ВБРР», в договоры со всеми Субподрядчиками, привлекаемыми Подрядчиком для исполнения обязательств по Договору, а также обеспечить включение такого условия в договоры между Субподрядчиками всех уровней.

3.13. При запросе предварительного письменного согласия на привлечение конкретного Субподрядчика Подрядчик обязуется в составе информации о проекте договора, предоставляемой к заключению с Субподрядчиком, предоставлять информацию о наличии у Субподрядчика счета в АО «ВБРР», а также подтверждение наличия в проекте договора с Субподрядчиком условий об осуществлении взаиморасчетов с использованием счетов, открытых в АО «ВБРР».

3.14. В случае, если к моменту наступления срока осуществления любого из платежей по Договору у Заказчика отсутствует подтверждение наличия у любого из привлеченных Субподрядчиком счета, открытого в АО «ВБРР», Заказчик имеет право приостановить оплату до получения такого подтверждения и не будет нести ответственность за просрочку оплаты. Приостановка оплаты не является основанием для корректировки сроков оказания услуг и не освобождает Подрядчика от ответственности за нарушение сроков оказания услуг по Договору.

3.15. В случае невыполнения Подрядчиком обязанности по обеспечению оплаты в договорах смежных Субподрядчиками условия об осуществлении расчетов с использованием счетов, открытых в АО «ВБРР», Подрядчик выплачивает Заказчику штраф в размере 100 000 (Сто тысяч) рублей за каждый такой факт.

3.16. Условие об осуществлении расчетов с использованием счетов, открытых в АО «ВБРР», является существенным условием Договора. В случае невыполнения Подрядчиком любого из обязательств, перечисленных выше, в том числе обязательства обеспечить включение условия об осуществлении расчетов с использованием счетов, открытых в АО «ВБРР», в договоры со всеми Субподрядчиками, а также обязательства по наличию счетов в АО «ВБРР» как у Подрядчика, так и у Субподрядчиков любого уровня, Заказчик имеет право в одностороннем порядке отказаться от исполнения Договора без возмещения убытков Подрядчика, причиняемых прекращением Договора.

3.17. Подрядчик обязуется для выполнения работ (оказания услуг) по настоящему Договору привлекать, по предварительному согласованию с Заказчиком, субподрядные организации в объеме не более 10%.

4. Права и обязанности Сторон

4.1. Подрядчик обязуется:

4.1.1. В области обеспечения качества Работ в соответствии с условиями договора.

4.1.1.1. Обеспечить качественное выполнение Работ на каждом из объектов, принятом Подрядчиком по Акту передачи объектов в работу (Приложение № 7), в соответствии с условиями настоящего Договора.

4.1.1.2. Согласовать с Заказчиком любые предложения и намерения, связанные с отклонениями от Проектной документации или Плана проведения работ, в том числе не влияющими на технологию и качество Работ.

4.1.1.3. Не допускать такие варианты и способы обращения с Нефтепродуктами / Вторичной продукцией, которые могли бы в период действия настоящего Договора или в более поздние сроки быть признаны органами власти как их несанкционированное размещение, захоронение, хранение или иное нарушение требований законодательства РФ.

В случае если примененные Подрядчиком варианты, способы обращения с Нефтепродуктами /

Вторичной продукцией будут квалифицированы органами власти как их несанкционированное размещение, захоронение, хранение или иное нарушение требований законодательства РФ, то Подрядчик обязан за свой счет исполнить все требования органов власти в отношении этих Нефтепродуктов / Вторичной продукции независимо от того, кому предъявлены эти требования – Заказчику или Подрядчику.

4.1.2. В области организации и обеспечения Работ:

4.1.2.1. Соблюдать и без письменного согласования с Заказчиком не изменять последовательность и сроки выполнения Работ по Объектам, установленные Календарным планом Работ (Приложение № 1).

4.1.2.2. Проводить работы по подключению (отключению) собственных электроустановок к существующим источникам электроэнергии Заказчика согласно правилам, действующим у Заказчика, если Заказчиком будет предоставлена такая возможность, на основании отдельного соглашения, заключаемого Сторонами, и в соответствии с техническими условиями, выданными Подрядчику.

4.1.2.3. Согласовать с Заказчиком места своего базирования на время проведения Работ.

4.1.2.4. Назначить одного из своих работников полномочным представителем Подрядчика, ответственным за выполнение Работ, за действия (бездействия) Персонала Подрядчика и обладающим всеми полномочиями для решения оперативных вопросов, возникающих между Заказчиком и Подрядчиком в ходе выполнения Работ. Полномочия указанного представителя должны подтверждаться соответствующей доверенностью Подрядчика.

4.1.2.5. Не допускать к работе иностранных граждан, не имеющих регистрации и выданного в установленном порядке разрешения.

4.1.2.6. За свой счет без дополнительной оплаты со стороны Заказчика обеспечить:

- доставку на объект, перемещение с одного объекта на другой техники, оборудования, материалов и персонала Подрядчика;
- устройство временных заздов для техники Подрядчика на объект, а также переходов через трубопроводы (при необходимости);
- монтаж трапов, настилов, необходимых коммуникаций и других временных сооружений в пределах объекта и на прилегающей территории (при необходимости);
- эксплуатацию, очистку, топливное обслуживание, ремонт, содержание техники, сооружений и оборудования, применяемого для производства Работ;
- демонтаж трапов, настилов, коммуникаций и других Временных Сооружений в пределах Участка и на прилегающей территории после завершения Работ (при необходимости);
- демонтаж заздов для техники Подрядчика на Участки, а также переходов этой техники через трубопроводы (при необходимости) после завершения Работ;
- вывоз техники, оборудования, материалов, отходов и персонала Подрядчика после завершения Работ.

4.1.3. В области разрешительной документации:

4.1.3.1. Самостоятельно в установленном порядке согласовывать с компетентными государственными органами все вопросы, связанные с экологической и санитарно-эпидемиологической безопасностью применяемой технологии утилизации нефтешламов, обращения с Нефтешламом, применяемых вариантов реализации и (или) использования Вторичной продукции. При этом Подрядчик предоставляет Заказчику копии всех документов по согласованию указанных вопросов с компетентными государственными органами.

4.1.3.2. Самостоятельно владеть Объектом утилизации нефтешламов на условиях, соответствующих требованиям действующего законодательства.

4.1.3.3. Самостоятельно оборудовать территорию для размещения оборудования утилизации и территорию, используемую для временного хранения Нефтешламов/Вторичной продукции и утилизации нефтешламов в соответствии с требованиями законодательства РФ.

4.1.3. В области соблюдения требований охраны окружающей среды и обеспечения безопасных условий труда.

4.1.3.1. За свой счет обеспечить сбор, организованное накопление, вывоз, утилизацию, сдачу в установленном порядке отходов производства и потребления, образовавшихся при выполнении Работ.

4.1.3.2. За свой счет произвести полную ликвидацию всех экологических последствий нарушений, инцидентов и аварий, которые произошли по вине Подрядчика.

4.1.3.3. Согласовывать с экспертно-наблюдательными организациями и организациями, эксплуатирующими энергетическое оборудование, провоз негабаритного груза, а также производство Работ в охранной зоне воздушных линий электропередачи. Работы в охранных зонах должны производиться при наличии нарядов-допусков и разрешений. В случае повреждения линии электропередачи по вине Подрядчика, Подрядчик восстанавливает поврежденные объекты за свой счет.

4.1.3.4. Выполнять Работы таким образом, чтобы площади загрязненных и (или) нарушенных земель не увеличивались сверх границ Объектов (Участков).

Если в ходе выполнения Работ Подрядчиком будет нарушено это требование, то Подрядчик должен за свой счет выполнять работы по рекультивации вновь загрязненных или нарушенных земель. Заказчик вправе, уведомив Подрядчика, выполнить работы по рекультивации вновь загрязненных или нарушенных земель самостоятельно или с привлечением третьих лиц, в таком случае Подрядчик обязан компенсировать Заказчику в денежной форме стоимость данных работ.

4.1.3.5. Подрядчик предпринимает все меры для обеспечения эффективной защиты и предотвращения нанесения ущерба существующим промышленным объектам, близлежащим трубопроводам, скважинам, сетям электроснабжения, связи и прочим коммуникациям, покрытиям дорог и другим сооружениям, а также вреда окружающей среде.

4.1.3.6. Подрядчик соблюдает установленные территориальными эксплуатационными службами правила движения транспорта в перевозке грузов на всех государственных и временных дорогах, задействованные в транспортных операциях при выполнении Работ, и при необходимости получает в ГИБДД (ГАИ) и иных компетентных органах разрешения и согласования на перевозку негабаритных и опасных грузов. В счет договорной цены, своими силами и средствами строит, при необходимости, дополнительные инженерные сооружения, обеспечивающие безопасность перевозок.

4.1.3.7. Обязуется выполнять транспортные операции перевозки механизмов, материалов и оборудования по транспортной схеме (маршруту движения), утвержденной Заказчиком и согласованной с владельцами, местными органами власти.

4.1.3.8. Соблюдать действующие требования при обращении с химическими реагентами. Подрядчик обязуется перевозить, хранить и использовать взрывчатые вещества и иные опасные материалы (если они необходимы при выполнении Работ) в строгом соответствии с действующим законодательством Российской Федерации.

4.1.3.9. Подрядчик несет все расходы по ремонту и восстановлению поврежденных во время выполнения Работ производственных объектов, близлежащих трубопроводов, скважин, сетей электрооборудования, связи и прочих коммуникаций, покрытий дорог и других сооружений, а также по компенсации вреда, причиненного окружающей среде, если этот вред нанесен по его вине.

4.1.3.10. Подрядчик гарантирует освобождение Заказчика от всех претензий, требований, судебных исков и т.п. со стороны третьих лиц, которые могут возникнуть вследствие неисполнения или ненадлежащего исполнения Подрядчиком своих обязательств по Договору, а в случае возникновения таких компенсирует убытки в полном объеме.

4.1.4. В области контроля работ:

4.1.4.1. Предоставлять Представителям Заказчика возможность проверять ход выполнения Работ, их объем и качество, соблюдать Персоналом Подрядчика действующие требования, имеющие какое-либо отношение к выполнению Работ, качество материалов и оборудования, квалификацию специалистов, характеристики Объектов и Участков и т.п. При этом положительные результаты осмотра, проверок и контроля не освобождают Подрядчика от каких-либо обязательств по Договору и не создают каких-либо новых обязательств Заказчика.

4.1.4.2. Без задержек устранять замечания Представителей Заказчика по качеству, объемам и срокам выполнения Работ, по нарушениям в области охраны окружающей среды, охраны труда и техники безопасности, а также своевременно предоставлять Заказчику в письменном виде информацию об устранении этих замечаний.

4.1.4.3. Иметь и предъявлять Заказчику по его требованию все сертификаты, лицензии, разрешения и прочие документы, удостоверяющие готовность Подрядчика выполнять Работы в соответствии с законодательством РФ и Договором.

4.1.4.4. Не препятствовать проведению Итогового контроля. Предоставлять лицам, осуществляющим Итоговый контроль, все запрашиваемые документы, материалы и данные, относящиеся к Объектам, выполняемым в ходе Работ технологическим операциям. Выполнять все рекомендации и указания Заказчика.

4.1.4.5. По каждому Объекту вести и предоставлять Заказчику по требованию журнал производства работ. Подрядчик не должен препятствовать внесению замечаний в журнал производства работ Представителем Заказчика.

4.1.4.6. Подрядчик должен постоянно хранить экземпляры копии Технического задания (Приложение № 2) и календарного плана (Приложение №1) на Объекте и в любое время предоставлять их по запросу Представителей Заказчика.

4.1.4.7. Обеспечить проведение собственными силами по документированным процедурам постоянного контроля качества всех видов работ, выполняемых по Договору, в соответствии с нормами и правилами Российской Федерации.

4.4.4.9. Подрядчик обязан обеспечить беспрепятственный доступ представителей Заказчика ко всем объектам, на которых выполняются Работы, а так же к местам хранения материалов, используемых для выполнения Работ.

4.4.4.10. Подрядчик обязуется не позднее 2 дней с момента получения соответствующего запроса информировать Заказчика о ходе выполнения Работ, а также предоставлять необходимую документацию, подтверждающую объем и качество выполненных работ, а также объем и качество использованных материалов.

4.1.5. В области передачи информации:

4.1.5.1. По запросам Заказчика информировать его в письменной форме о ходе выполнения Работ.

4.1.5.2. Направить Заказчику письменное уведомление о завершении Работ на Объекте в срок не позднее, чем за 2 рабочих дня до даты завершения Работ на Объекте в полном объеме и в соответствии с Проектной документацией.

4.1.5.3. В случае выявления Подрядчиком противоречий, ошибок, пропусков или расхождений в Проектной документации или в Плане проведения работ, Подрядчик должен незамедлительно сообщить об этом Заказчику.

4.1.5.4. После окончания Работ вернуть Заказчику полученные для проведения Работ в соответствии с п. 4.3.4 Договора картографические и иные материалы. Подрядчик не вправе передавать указанные материалы и права на их использование каким-либо третьим лицам.

4.1.5. Подрядчик, подписав Договор, тем самым подтверждает, что:

- Подрядчик тщательно изучил и проверил документацию и полностью ознакомлен со всеми условиями, связанными с выполнением Работ, и принимает на себя все расходы, риски и трудности выполнения Работ;

- Подрядчик изучил все материалы Договора и получил полную информацию по всем вопросам, которые могли бы повлиять на сроки выполнения, стоимость и качество Работ;

- Никакая другая работа Подрядчика не является приоритетной в ущерб Работам по Договору;

- Подрядчик признает, что любые данные, включая Проектную документацию или План проведения работ, могут быть неполными и не содержать всех необходимых для выполнения Работ подробностей. Ошибки и пропуски в Проектной документации или в Плане проведения работ, которые Подрядчик выявил или имел возможность выявить, не должны использоваться Подрядчиком в ущерб качеству Работ, и не могут служить в дальнейшем оправданием низкого качества Работ или несоблюдения Срока завершения работ.

4.1.6. Подрядчик обязан проводить обучение водителей, машинистов и трактористов этих транспортных средств и иного персонала, ответственного за организацию и производство работ в охраняемых зонах ЛЭП на месторождениях АО «Орелбургнефть», в прилагаемом учебном фильме «Обеспечение безопасности при производстве работ в охраняемых зонах воздушных ЛЭП. Действия в аварийных ситуациях», переданного по акту на флэш-карте не реже одного раза в полгода, для вновь прибывающего персонала – перед началом допуска к производству работ. Учебный фильм

4.1.7. Соблюдать требования, изложенные в приложении «Антикоррупционные условия» (Приложение № 8 к настоящему Договору).

4.1.8. Соблюдать требования Заказчика в области промышленной и пожарной безопасности, охраны труда и окружающей среды.

Стороны согласовали к применению (соблюдению условий и привлечению к ответственности) в своих отношениях свода обычаев делового оборота, кодифицированного в публичном издании «Требования в области промышленной и пожарной безопасности, охраны труда и окружающей среды к организациям, привлекаемым для оказания услуг и оказания услуг на объектах АО «Орелбургнефть» (ОрелбургНИПК «Газпресс» ООО «СервисЭнергоГаз», 2017. – 494 с. – ISBN 978-5-94397-190-7).

Указанное издание для его постоянного использования размещено на ресурсах справочных правовых систем «Консультант Плюс» (раздел «Технические нормы и правила») и «Грант».

Размер штрафных санкций за нарушения требований Заказчика в области ПБОТОС установлен в (Приложении № 11) «Штрафы за нарушения в области ПБОТОС» к настоящему договору.

В случае противоречий в части размера штрафных санкций между текстом указанного издания и текстом Приложения «Штрафы за нарушения в области ПБОТОС» определяющим (превалирующим) является текст Приложения.

4.1.9. Неукоснительно соблюдать положения следующих локальных нормативных документов (далее – ЛНД) Заказчика, предусмотренных Договором, переданных Подряднику по Акту приема-передачи ЛНД (по форме Дополнения № 1 к Приложению №9 «Исполнение и актуализация ЛНД»):

- Инструкция ПАО «Оренбургнефть» «По организации пропускного и внутриобъектового режима на объектах Общества» №13-11.01 И-003 версии 1.00 (Приказ ПАО «Оренбургнефть» №0597 от 23.03.2018 г.),

- Положение Компании "Золотые правила безопасности труда" и порядок их доведения до сотрудников № ПЗ-05 И-0016 версии 1.00 (Приказом ОАО «НК «Роснефть» от «16.01.2014 № 13, с изменениями, внесенными приказом ОАО «НК «Роснефть» от 30.12.2015 №658, с изменениями, внесенными приказом ОАО «НК «Роснефть» от 30.05.2016 №254, с изменениями, внесенными приказом ПАО «НК «Роснефть» от 28.02.2017 №108; введена в действие Приказом ОАО «Оренбургнефть» от 31.01.2014 № 114; с изменениями, внесенными приказом ПАО «Оренбургнефть» от 01.02.2016 №136; с изменениями, внесенными приказом ПАО «Оренбургнефть» от 10.06.2016 №838, с изменениями, внесенными приказом ПАО «Оренбургнефть» от 28.03.2017 №489);

- Положение Компании «Система управления безопасностью эксплуатации транспортных средств ПЗ-05 Р-0853 версия 1.00 Утверждено и введено в действие Приказом ПАО «НК «Роснефть» от 13.03.2017 г. №138»;

- Инструкция АО «Оренбургнефть» «По транспортной безопасности для подрядных организаций эксплуатирующих автотранспорт и спецтехнику на территории действующих объектов общества» № ПЗ-05 И-0150 ЮЛ-412 ВЕРСИЯ 2.00.

4.1.10. Ежемесячно, не позднее 05 числа месяца, следующего за отчетным, представлять Заказчику Информацию по охране труда и транспортной безопасности по форме (Приложение № 12) к настоящему Договору.

В случае если Подрядником для исполнения обязательств по Договору привлекаются субподрядчики, Информация, предоставляемая Подрядником, должна содержать данные по каждому привлеченному субподрядчику с указанием наименования субподрядчиков.

Факты непредоставления и/или предоставления Подрядником недостоверной и/или неполной Информации квалифицируются как Сокрытие информации об авариях/пожарах/инцидентах/несчастных случаях / либо Непредоставление, представление с просрочкой отчета(тов), в области ПБОТОС, предусмотренных Договором, что влечет ответственность Подрядника согласно (Приложение № 11) «Штрафы за нарушения в области ПБОТОС» за каждый выявленный факт.

4.1.11. Если при выполнении Работ обнаруживаются препятствия к надлежащему исполнению Договора, Подрядник обязан уведомить Заказчика, принять все зависящие от него меры по устранению таких препятствий.

4.2. Подрядник имеет право:

4.2.1. Привлекать к исполнению Субподрядчиков только с письменного согласия Заказчика.

4.2.2. Присутствовать при проведении Заказчиком Натурного обследования Объектов перед и после проведения на них Работ, при проведении Итогового контроля, а также при сдаче Участков Комиссии.

4.2.3. Привлекать по согласованию с Заказчиком и проводить с участием представителей Заказчика независимые маркшейдерские съемки по определению предполагаемых и выполненных объемов работ.

4.3. Заказчик обязуется:

4.3.1. Принять участие в обследовании указанных объектов до начала Работ и после их окончания, а также обеспечить и в установленном порядке оформить фактический доступ Подрядчика к Штамонакопителям.

4.3.2. Своевременно передать Подрядчику Объекты для производства Работ по Актам передачи объектов в работу. Подписание Сторонами Акта передачи объекта в работу (Приложение № 7) подтверждает факт готовности Подрядчика выполнять Работы на данном Объекте, после этого претензии Подрядчика по состоянию Объекта Заказчиком не принимаются.

4.3.3. Обеспечить своевременное проведение Натурного обследования Объектов до и после проведения на них Работ, Итогового контроля, приемки выполненных Работ.

4.3.4. При передаче Объекта в работу представить Подрядчику:

- копию утвержденного паспорта отхода;
- Проектную документацию (за исключением смет);
- План проведения работ (в случае выполнения Работ по типовому проекту);
- маркшейдерскую съемку Объекта;
- масштабную схему коммуникаций, проходящих по территории Объекта, с указанием на ней действующих и бездействующих трубопроводов (оптоволоконных, волоконных, газопроводов), подземных линий связи, подземных линий электропередачи;
- действующую схему проезда автотранспорта по объектам.

4.3.5. Обеспечить подготовку и представление Комиссии Исполнительной документации.

4.3.6. Обеспечить проведение в установленном у Заказчика порядке вводного и порочного инструктажей по месту производства Работ для Персонала Подрядчика с регистрацией в «Журнале регистрации инструктажа на рабочем месте» и «Журнале вводного инструктажа».

4.4. Заказчик имеет право:

4.4.1. Заказчик вправе в любое время проверять и контролировать ход и качество Работ, выполняемых Подрядчиком, сроки выполнения Работ, качество материалов и оборудования, квалификацию специалистов, технические характеристики любого элемента Объекта, правильность использования материалов Заказчика и т.п. При этом, не обнаруженные в процессе проверки отступления от условий договора или иных недостатков не освобождает Подрядчика от каких-либо обязательств по Договору и не лишают Заказчика права в дальнейшем предъявлять требования в отношении сроков, объемов и качества оказанных услуг. В случае обнаружения Заказчиком отступлений от условий настоящего Договора, которые могут ухудшить качество работ или иные недостатки, Заказчик обязан заявить о выявленных недостатках Подрядчику не позднее 2 рабочих дней с момента выявления.

4.4.2. Требовать от Подрядчика устранения замечаний по качеству и срокам выполнения Работ, а также по вопросам охраны труда, промышленной, пожарной безопасности и охраны окружающей среды. Эти замечания могут носить как общий характер, так и касаться конкретных вопросов, относящихся к Работам.

4.4.3. Требовать от Подрядчика предоставления ему информации о ходе выполнения Работ и соблюдении установленных требований в области охраны труда, промышленной безопасности, охраны окружающей среды.

4.4.4. Отказать Подрядчику в согласовании правления субординации организации с объяснением причины отказа.

4.4.5. В случаях, предусмотренных Договором и действующим законодательством РФ, в одностороннем порядке досрочно расторгнуть Договор и потребовать возмещения убытков.

5. Порядок выполнения и приемки Работ

5.1. До начала работ по извлечению нефтешлямов совместная комиссия из представителей Заказчика и Подрядчика проводит обследование объектов временного накопления нефтешлямов (шламоаккумуляторов/шламохранилищ), в ходе которого выполняется маркишейдерская съемка по определению площадных характеристик с отбивкой уровней их заполнения.

5.2. По завершении обследования Сторонами составляется Акт передачи объекта в работу (Приложение №7), содержащий данные об объеме нефтешлама, подлежащего утилизации. После подписания акта Подрядчик приступает к выполнению Работ.

5.3. Стороны согласовали, что выполнение работ Подрядчиком по утилизации нефтешлямов, извлеченных из объектов временного накопления, осуществляется последовательно в нижеследующем порядке:

извлечение и транспортировка нефтешлямов из шламоаккумуляторов/шламохранилищ на объект утилизации нефтешлямов;

формирование на объекте утилизации Партии нефтешлямов. Запасенные после извлечения с объектов временного накопления нефтешлямы складироваться на площадке утилизации Подрядчиком отдельно, обозначается информационной табличкой. К утилизации Подрядчик приступает после выполнения указанных требований. Перемещение нефтешлямов сформированной Партией до завершения утилизации и подтверждения качества, а также выполнения иных работ, не связанных с процессом утилизации запрещено;

выполнение работ по снижению концентрации нефтепродуктов в Партии нефтешлямов не менее чем на 40% (в сравнении с первоначальным содержанием);

получение вторичной продукции в соответствии с ТУ не ниже V класса опасности содержанием нефтепродуктов не более 5000 мг/кг.

Порядок приемки (фиксации) выполненной отдельными этапами работ в составе выполнения утилизации нефтешлямов определяется в соответствии с условиями п. 5.3.1. – 5.3.4.

5.3.1. После выполненного этапа работ по извлечению и транспортировке на объект утилизации Партии нефтешлямов, совместная комиссия представителей Заказчика и Подрядчика проводит натурное обследование очищенных объектов временного накопления нефтешлямов. В ходе обследования проводится маркишейдерская съемка по определению объема извлеченной Партии нефтешлямов.

По результатам обследования Подрядчиком оформляется и подписывается двухсторонний Акт по извлечению и транспортировке (Приложение №7/1), в котором указывается объем извлеченных из шламоаккумуляторов и вывезенных на объект утилизации партии нефтешлямов.

5.3.2. По завершению работ по формированию на объекте утилизации Партии нефтешлямов, извлеченной и вывезенной из шламоаккумуляторов, совместная комиссия представителей Заказчика и Подрядчика проводит натурное обследование Партии нефтешлямов, подлежащей утилизации. В ходе обследования проводится сбор проб сформированной Партии на площадке Подрядчика с целью определения первоначального содержания нефтепродуктов с привлечением аккредитованной независимой лаборатории, привлекаемой Подрядчиком за счет собственных средств.

5.3.3. Выполненный первый этап работ по утилизации Партии нефтешлямов до снижения концентрации нефтепродуктов в нефтешлямах не менее чем на 40 % принимается совместной комиссией после предоставления Подрядчиком результатов лабораторных исследований, подтверждающих снижение концентрации нефтепродуктов от исходной (первоначальной) концентрации. Лабораторные исследования выполняются независимой лабораторией,

согласованной с Заказчиком, привлекаемой Подрядчиком за счет собственных средств. Заказчик в срок не более 10 рабочих дней проводит проверку на достоверность предоставленных результатов лабораторных исследований. При положительном результате проверки лабораторных исследований Подрядчиком составляется Акт утилизации нефти Нефтепродуктов - снижение концентрации нефтепродуктов на 40% (Приложение №5), который подписывается совместной комиссией представителей Заказчика и Подрядчика.

5.3.4. После выполнения второго этапа работ по утилизации Партии нефтепродуктов, извлеченной из объектов временного накопления, Подрядчик формирует и направляет Заказчику уведомление о готовности к сдаче выполненных природоохранных работ по утилизации. Заказчик в течение 5 дней с момента получения уведомления обеспечивает присутствие своих представителей на объекте утилизации для отбора проб Подрядчиком на биотестирование и соответствие ТУ.

По результатам лабораторных исследований Подрядчиком составляется Акт утилизации Партии нефтепродуктов (Приложение №6), извлеченной из пламениахотытолей. При подписании Акта комиссия проводит изучение документов, подтверждающих получение Вторичной продукции согласно утвержденного ТУ не ниже V класса опасности и содержанием нефтепродуктов не более 5000 мг/кг, утилизируемой по технологии, имеющей положительное заключение государственной экологической экспертизы. Результаты подтверждаются протоколом лабораторных исследований на соответствие всех показателей ТУ и протоколом биотестирования, проведенных независимым центром (лабораторией, согласованной с Заказчиком) имеющим (ой) аккредитацию на данный вид деятельности. Затраты на проведение лабораторных исследований несет Подрядчик.

При положительном результате проверки Подрядчик обязан использовать (разместить/применить) Вторичную продукцию в целях, соответствующих определяемой технологией и ТУ Подрядчика области применения. Использование вторичной продукции осуществляется за счет средств Подрядчика с обязательным предоставлением Заказчику копий соответствующих подтверждающих документов для сведения в течение 20 [рабочих дней] с момента их получения, но в любом случае - не позднее истечения срока действия настоящего Договора.

На основании положений ст. 220 Гражданского кодекса РФ Стороны договорились, что право собственности на Вторичную продукцию возникает у Подрядчика.

5.4. Стороны согласовали, что выполнение работ по утилизации нефтепродуктов, извлеченных с мест текущего образования Подрядчиком по заданию Заказчика, а также связанных и за счет Заказчика, осуществляется последовательно в нижеследующем порядке:

- выполнение работ по снижению концентрации нефтепродуктов в Партии подлежащих утилизации Нефтепродуктов не менее чем на 40% (в сравнении с первоначальными);
- получение Вторичной продукции в соответствии с ТУ не ниже V класса опасности и содержанием нефтепродуктов не более 5000 мг/кг.

Порядок приемки (фиксации) выполненных отдельных этапов работ и составе выполнения утилизации Нефтепродуктов, извлеченных с мест аварий или мест текущего образования, указанных Заказчиком, определяется в соответствии с условиями п. 5.4.1. - 5.4.3.

5.4.1. До начала работ по каждой сформированной Партии совместная комиссия из представителей Заказчика и Подрядчика проводит натурное обследование Партии, подлежащей утилизации. В ходе обследования проводится маркшейдерская съемка по определению объема сформированной Партии Нефтепродуктов. Проводится отбор проб сформированной Партии на площадке Подрядчика с целью определения первоначального содержания нефтепродуктов с привлечением аккредитованной независимой лаборатории, привлекаемой Подрядчиком. По результатам этого обследования оформляется и подписывается двухсторонний Акт передачи объекта в работу, в котором указываются объемы работ по утилизации на основании данных маркшейдерской съемки. Подрядчик приступает к выполнению Работ на Объекте только после подписания Сторонами Акта.

5.4.2. Утилизация партий нефтешлама

5.4.2. Выполненный первый этап работ утилизации Партии Нефтешлама по снижению концентрации нефтепродуктов в Нефтешламах не менее чем на 40 % признается совместной комиссией после предоставления Подрядчиком результатов лабораторных исследований, подтверждающих снижение концентрации нефтепродуктов на 40% от исходной (первоначальной) концентрации. Лабораторные исследования выполняются независимой лабораторией, согласованной с Заказчиком, привлекаемой Подрядчиком за счет собственных средств. Заказчик в срок не более 10 рабочих дней проводит проверку на достоверность предоставленных результатов лабораторных исследований. При положительном результате проверки лабораторных исследований Подрядчиком составляется Акт утилизации Партии Нефтешлама - снижение концентрации нефтепродуктов на 40% (Приложение № 5), который подписывается совместной комиссией представителей Заказчика и Подрядчика.

5.4.3. После выполнения второго этапа работ по утилизации Партии Нефтешлама Подрядчик информирует и направляет Заказчику уведомление о готовности к сдаче выполненных природоохранительных работ по утилизации. Заказчик в течение 5 дней с момента получения уведомления обеспечивает присутствие своих представителей на Объекте утилизации для отбора проб Подрядчиком на биостеперование, содержание нефтепродуктов и соответствие ТУ. По результатам лабораторных исследований Подрядчиком составляется Акт утилизации Партии Нефтешлама (Приложение № 6). При подписании Акта комиссия проводит изучение документов, подтверждающих получение Вторичной продукции согласно утвержденного ТУ. Результаты подтверждаются протоколом лабораторных исследований на соответствие всех показателей ТУ, а также протоколами биостеперования и исследования на содержание нефтепродуктов, проведенных независимым центром (лабораторией, согласованной с Заказчиком) имеющим (ей) аккредитацию на данный вид деятельности. Затраты на проведение лабораторных исследований несет Подрядчик.

При положительном результате проверки Подрядчик обязан использовать (разместить/применить) Вторичную продукцию в целях, соответствующих определяемой технологией и ТУ Подрядчика областью применения. Использование вторичной продукции осуществляется за счет средств Подрядчика с обязательным предоставлением Заказчику копии соответствующих подтверждающих документов для сведения в течение 20 [рабочих дней] с момента их получения, но в любом случае – не позднее истечения срока действия настоящего Договора.

На основании положений ст. 220 Гражданского кодекса РФ Стороны договорились, что право собственности на Вторичную продукцию возникает у Подрядчика.

5.5. При наличии у Заказчика замечаний по качеству выполненных работ, замечания фиксируются в соответствующем Акте (формы приведены в приложениях № 5, 6, 7) после окончания работ по конкретному этапу.

5.6. Подрядчик устраняет недостатки за свой счет и после этого повторно представляет работы к сдаче. После устранения недостатков составляется Акт устранения недостатков.

5.7. Двухсторонний акт сдачи-присяжки выполненных конкретных этапов работ составляется на основании следующих документов:

- Акт утилизации партии нефтешлама - снижение концентрации нефтепродуктов на 40% от исходной (первоначальной) концентрации (Приложение № 5);
- Акт утилизации партии нефтешлама (Приложение № 6);
- Акт устранения недостатков, если недостатки имели место.

5.8. Учет поступивших отходов текущего образования, осуществляется посредством тарированных емкостей (как бойлерной, так и грузовой техники) на основании акта транспортировки, подписанного представителем Заказчика с обязательной регистрацией в журнале учета поступления (завода) отходов Подрядчика. Прием и формирование партий нефтешлама должно быть обеспечено Подрядчиком в бесперебойном и круглогодичном режиме. По завершению формирования партии, учет поступивших отходов на утилизацию осуществляется по результатам маркированной емкости. Результаты замера оформляются актом в участии представителей сторон.

5.8.1. Объем извлекаемых для утилизации нефтешламов из шламоуловителей определяется по разнице результатов маркированных съемок до начала работ по извлечению и после окончания работ по извлечению и транзитированию до объекта утилизации Подрядчика.

6. Обстоятельства, с которыми Подрядчик обязан предупредить Заказчика

6.1. Подрядчик обязан письменно предупредить Заказчика в течение 24 часов и приостановить работы на соответствующем Объекте до получения от Заказчика соответствующих указаний при обнаружении:

- ошибок, несоответствий, недостатков в Плане проведения работ;
- возможных неблагоприятных для Заказчика последствий выполнения указаний Представителей Заказчика, касающихся различных аспектов выполнения Работ;
- подземных трубопроводов, не отмеченных в схеме объекта;
- любых признаков растрескивания трубопроводов или оборудования в границах Объекта или за его границами в пределах видимости;
- факторов, исключаящих возможность обеспечения Подрядчиком безопасности при проведении Работ;
- признаков самопроизвольного растительного покрова на территории какого-либо Объекта;

- иных, не зависящих от Подрядчика обстоятельств, которые несут угрозу некачественного выполнения Работ, либо создают невозможность их завершения в срок, определенный Календарным планом выполнения Работ (Приложение № 1).

6.2. Если Заказчик, несмотря на своевременное и обоснованное предупреждение со стороны Подрядчика об обстоятельствах, указанных в пункте 6.1 Договора, в течение разумного срока не примет необходимых мер для устранения этих обстоятельств, Подрядчик вправе ставить вопрос о соразмерном переносе Срока завершения Работ.

6.3. В случае если Подрядчик не предупредит Заказчика об обстоятельствах, указанных в пункте 6.1 Договора, или продолжит работу, не дожидаясь реализации Заказчиком соответствующих мер, или продолжит работу, несмотря на своевременное указание Заказчика о прекращении работы, то он несет полную ответственность за некачественное выполнение Работ.

7. Гарантийные обязательства

7.1. Если после приема Заказчиком выполненных Работ, Комиссией будут выявлены скрытые недостатки, дефекты, которые не были установлены во время приема Работ (повышенное содержание загрязняющих веществ, предъявление претензий по факту использования вторичной продукции со стороны государственных органов и т.д.), Заказчик имеет право в письменной форме известить об этом Подрядчика.

Подрядчик обязан за свой счет устранить указанные недостатки Работ, в согласованные Сторонами сроки.

7.2. Подрядчик несет ответственность за качество выполненных работ, обнаруженные в пределах Гарантийного срока (один год с момента приема работ по конкретному объекту), если не докажет, что они произошли по причинам, зависящим от Заказчика или третьих лиц.

7.3. При обнаружении недостатков по качеству выполненных работ в течение Гарантийного срока Заказчик назначает комиссию для исследования причин случившегося, письменно известя Подрядчика об обнаружении недостатков качества выполненных работ с указанием сроков прибытия Представителей Подрядчика на Уведомок для осмотра выявленных отклонений качества выполненных работ и подписания акта о выявленных недостатках качества выполненных работ. В случае неявки представителей Подрядчика, либо их отказа от подписания акта Заказчик имеет право привлечь для составления акта (фиксация факта)

представителя торгово-промышленной палаты и/или государственных (муниципальных) органов власти. Кроме того, Заказчиком могут быть привлечены иные независимые лица.

7.4. В течение Гарантийного срока Подрядчик обязан по письменному требованию Заказчика, в срок, согласованный Сторонами, своими силами и за свой счет выполнять все работы по исправлению и устранению недостатков качества выполненных работ, являющихся следствием нарушения Подрядчиком обязательств по Договору, а также, в случае необходимости, повторно выполнять отдельные виды работ.

7.5. Если Подрядчик в течение срока, указанного в акте о выявленных недостатках качества выполненных работ, не устранил недостатки (отклонения), указанные в этом акте, то Заказчик вправе устранить дефекты собственными силами или силами других организаций. В этом случае Подрядчик обязан в течение 30 дней, считая от даты предъявления соответствующего требования, оплатить затраты Заказчика по устранению дефектов на основании представленных Заказчиком смет и калькуляции затрат.

7.6. После устранения Подрядчиком недостатков (дефектов), отмеченных в акте о выявленных дефектах, составляется акт устранения недостатков.

8. Конфиденциальная информация.

8.1. Для целей настоящей статьи термин

«Раскрывающая сторона» означает для целей каждого случая обмена Конфиденциальной Информацией в соответствии с настоящим Договором Сторону, предоставляющую (аффилированные лица, члены органа управления, работники, консультанты, инвесторы, представители (далее – Представители Раскрывающей Стороны), которой предоставляются) Конфиденциальную Информацию другой Стороне;

«Получающая Сторона» означает для целей каждого случая обмена Конфиденциальной Информацией в соответствии с настоящим Соглашением Сторону, которая получает (аффилированные лица, члены органа управления, работники, консультанты, инвесторы, представители (далее – Представители Получающей Стороны), которой получают) Конфиденциальную Информацию от другой Стороны;

«Виртуальная комната данных (ВКД)» означает логически выделенное хранилище электронных документов в информационной системе «Система виртуальных комнат данных» ПАО «НК «Роснефть», предназначенное для обмена информацией, в том числе Конфиденциальной Информацией, между ПАО «НК «Роснефть», его Аффилированными лицами и пользователями Системы;

«Съемные носители информации» означает магнитоаппаратные, оптические и электронные средства, предназначенные или имеющие возможность для переноса информации с одного компьютера на другой без использования каналов связи, предоставляемых локальной вычислительной сетью, устройство для длительного хранения данных, конструктивно изготовленное отдельно;

«Конфиденциальность информации» означает обязательство для выполнения лицом, получившим доступ к определенной информации, требования не передавать такую информацию третьим лицам без согласия ее обладателя (Федеральный закон от 27.07.2006 № 149-ФЗ «Об информации, информационных технологиях и о защите информации»);

«Конфиденциальная Информация» означает любую информацию, предоставляемую в рамках настоящего Договора в любой форме (в том числе, но не ограничиваясь, письменной, устной, посредством использования телефонной связи, факса, электронной почты, съемных носителей информации, виртуальной комнаты данных) Раскрывающей Стороной и Представителями Раскрывающей Стороны Получающей Стороне и Представителям Получающей Стороны, за исключением информации, ставшей общедоступной по решению Раскрывающей Стороны либо в силу применимого к ней законодательства;

«Разглашение Конфиденциальной Информации» (либо в зависимости от контекста означать Конфиденциальную информацию) означает действие или бездействие, в

результате которых Конфиденциальная Информация в любой возможной форме (устной, письменной, иной форме, в том числе с использованием технических средств) становится известной третьим лицам в нарушение настоящего Договора;

«Режим Конфиденциальности» означает правовые, организационные, технические и иные принимаемые меры по охране информации, отнесенной к конфиденциальной;

8.2. Получающая Сторона обязуется не разглашать Конфиденциальную Информацию, использовать Конфиденциальную Информацию исключительно в рамках предмета настоящего Договора, в целях исполнения обязательств по настоящему Договору, не использовать Конфиденциальную Информацию в каких-либо иных целях и/или во вред Раскрывающей Стороне и обеспечить, чтобы Представители Получающей Стороны не использовали Конфиденциальную Информацию в таких целях.

8.3. Получающая Сторона обязуется обеспечить сохранение конфиденциальности всей Конфиденциальной Информации и без письменного согласия Раскрывающей Стороны не раскрывать её любым другим лицам, за исключением случаев, когда обязанность такого раскрытия для Получающей Стороны установлена законодательством, вступившим в законную силу судебным решением, применимыми к Получающей Стороне правилами биржи или по запросу уполномоченных государственных органов, а также в случае судебного либо арбитражного (третейского) спора с Раскрывающей Стороной. Информация, запрошенная по мотивированному требованию уполномоченных государственных органов в пределах их компетенции, может быть предоставлена им только в случае, когда обязанность по ее предоставлению прямо установлена действующим законодательством.

8.4. При этом до предоставления Конфиденциальной Информации, требующей раскрытия, Получающая Сторона предварительно в письменном виде уведомит Раскрывающую Сторону о необходимости раскрытия, если это не запрещено соответствующим законодательством, с указанием положений законодательства, в силу которых Получающая Сторона обязана предоставить Конфиденциальную Информацию, а также об условиях и сроках такого раскрытия.

В любом случае Получающая Сторона раскроет только ту часть Конфиденциальной Информации, раскрытие которой необходимо для соблюдения требований законодательства, вступивших в законную силу решений судов соответствующей юрисдикции либо законных требований уполномоченных государственных органов. При этом Получающая Сторона должна прилагать разумные усилия для согласования объема раскрытия с Раскрывающей Стороной, если это не запрещено соответствующим законодательством.

8.5. Получающая Сторона обязуется обеспечивать Режим конфиденциальности в отношении Конфиденциальной Информации. Вне зависимости от любых иных положений настоящего Договора/Соглашения, если к Конфиденциальной Информации получают доступ лица, которые не должны его иметь в соответствии с условиями настоящего Договора/Соглашения через Получающую Сторону, её Представителей либо через их компьютеры либо иные средства автоматической обработки информации, это рассматривается как нарушение обязательств по обеспечению конфиденциальности Конфиденциальной Информации в рамках настоящего Договора/Соглашения и Получающая Сторона несет ответственность за такое нарушение в соответствии с пунктом 5 настоящей статьи.

8.6. Получающая сторона соглашается, что для признания информации Конфиденциальной Информацией для целей настоящего Договора/Соглашения и возникновения у Получающей Стороны предусмотренных в настоящем Договоре/Соглашении обязательств Раскрывающая Сторона не обязана доказывать ее коммерческую ценность, отсутствие к ней доступа на законном основании третьих лиц, а также не имеет значения, перед ли Раскрывающей Стороной в отношении такой информации режим «коммерческой тайны» в соответствии с Федеральным законом от 22.07.2004 № 98-ФЗ «О коммерческой тайне» либо иным аналогичным законом.

8.7. Получающая Сторона соглашается, что если в соответствии с законодательством Российской Федерации или иной юрисдикции, информация, относящаяся к Конфиденциальной

Информации в соответствии с настоящим Договором/Соглашением, не подлежит защите или подлежит защите в меньшей степени, чем предусмотрено настоящим Договором/Соглашением, это не отменяет и не уменьшает обязательство Получающей Стороны по настоящему Договору/Соглашению.

8.8. Получающая Сторона имеет право предоставлять Конфиденциальную Информацию Представителям Получающей Стороны без предварительного письменного согласия Раскрывающей Стороны в той мере, в которой это необходимо в рамках исполнения обязательств по настоящему Договору, и при условии обеспечения Получающей Стороной Режимом конфиденциальности в отношении Конфиденциальной Информации. Получающая Сторона несет ответственность за действия либо бездействия своих работников, а также всех Представителей Получающей Стороны и иных лиц, которых Конфиденциальная Информация раскрыта Получающей Стороной, действия которых привели к Разглашению Конфиденциальной Информации.

8.9. Передача Конфиденциальной Информации оформляется Актом приема-передачи (Приложение № 13 к настоящему Договору), который подписывается уполномоченными лицами Сторон. В случае предоставления Конфиденциальной Информации с применением информационных систем, факт предоставления фиксируется в журнале информационной системы в соответствии с проектной документацией на нее. Отсутствие Акта приема-передачи либо фиксации в журнале информационной системы не освобождает Получающую Сторону от ответственности за невыполнение обязательств в отношении сохранения конфиденциальности Конфиденциальной Информации, полученной в рамках настоящего Договора.

8.10. В случае Разглашения Конфиденциальной Информации, ее использования и нарушение требований настоящего Договора/Соглашения, иных нарушений условий настоящего Договора/Соглашения Получающей Стороной Получающая Сторона обязана возместить Раскрывающей Стороне в полном объеме все убытки, причиненные таким разглашением, а также выплатить Раскрывающей Стороне неустойку за каждый факт Разглашения в размере 10 000 (десять тысяч) рублей и несанкционированного использования в размере 10 000 (десять тысяч) рублей. При этом убытки возмещаются в полной сумме сверх указанной неустойки (штрафная неустойка).

8.11. Обязательства Получающей Стороны применительно к конкретной Конфиденциальной Информации, предоставляемой по настоящему Договору, действует до наступления наиболее поздней из следующих дат:

- (1) 5 лет с даты предоставления соответствующей Конфиденциальной Информации Получающей Стороной (ее Представителями);
- (2) 5 лет с даты подписания настоящего Договора, если в течение данного срока Стороны по результатам переговоров не заключили юридически обязывающее соглашение о реализации направлений планируемого сотрудничества или проекта, в рамках которых планируется раскрытие Конфиденциальной Информации;
- (3) 5 лет с даты прекращения участия Получающей Стороны в проекте, в случае, если по результатам переговоров Стороны заключили юридически обязывающее соглашение о реализации проекта.

9. Возможность уступки прав по Договору

9.1. Ни одна из Сторон не имеет права передавать (уступать) формально или фактически свои права по Договору третьей Стороне без письменного согласия на то другой Стороны.

Уступка Подрядчиком права требования, уступка денежного требования по договору факторинга, передача в залог права требования из настоящего Договора осуществляется только с письменного согласия Заказчика, оформляемого путем подписания трехстороннего уведомления между Подрядчиком, Заказчиком и третьей стороной.

В случае невыполнения Подрядчиком обязанности по получению письменного согласия Заказчика на уступку права требования, уступку денежного требования по договору факторинга, передачу в залог права требования из настоящего Договора, Подрядчик вынуждает Заказчика штраф в размере 5% от суммы уступки, залога, но не менее 200 тыс. рублей за каждый такой факт несогласованной уступки, залога.

Условие в абзаце 1 настоящего пункта о необходимости получения письменного согласия Заказчика на уступку права требования, уступку денежного требования по договору факторинга, передачу в залог права требования является существенным условием настоящего Договора. В случае невыполнения Подрядчиком обязательства по получению письменного согласия на уступку права требования, уступку денежного требования по договору факторинга, передачу в залог права требования, Заказчик имеет право в одностороннем волеизъявлении отказаться от исполнения Договора без возмещения Подрядчику, причитных прекращением Договора.

10. Ответственность Сторон

10.1. За невыполнение или ненадлежащее выполнение своих обязательств по Договору Стороны несут ответственность в соответствии с действующим законодательством РФ и Договором.

10.2. За нарушение по вине Подрядчика сроков выполнения работ, определенных Календарным планом, Заказчик имеет право предъявлять Подряднику к оплате пени в размере 0,1% от суммы просроченной задолженности за каждый день просрочки, но не более 5% от суммы договора.

10.3. За каждый случай неисполнения Подрядником в установленный срок требований и предписаний Заказчика по устранению выявленных нарушений Подрядчик уплачивает штраф в размере 10 000 рублей.

10.4. В случае несвоевременной оплаты выполненных и принятых Работ Подрядчик имеет право предъявлять Заказчику пени в размере 0,1% от суммы просроченной задолженности за каждый день просрочки, но не более 5% от суммы просроченной задолженности.

10.5. В случае если подрядчик представляет недостоверные данные об опасности (токсичности) Вторичных отходов или качестве Вторичной продукции или по обращению с ними, Заказчик вправе предъявлять Подряднику штраф в размере 500 000 (пятьсот тысяч) рублей за каждый факт.

10.6. Сторона Договора, права которой нарушены в результате неисполнения или ненадлежащего исполнения обязательства по Договору другой Стороной, вправе требовать полного возмещения причиненных ей этой Стороной убытков. Под убытками понимаются расходы, которые Сторона, чье право нарушено, произвела или должна будет произвести для восстановления своих нарушенных прав и интересов; утрата, порча или повреждение имущества (реальный ущерб), а также неполученные доходы, которые эта Сторона получила бы при обычных условиях гражданского оборота, если бы ее права и интересы не были нарушены (упущенная выгода), за исключением случаев, предусмотренных Договором.

10.7. Ответственность за достоверность данных по отработанным человеко-часам работниками подрядной/субподрядной организации несет руководитель подрядной/субподрядной организации.

11. Обязательства непреодолимой силы

11.1. Стороны не несут ответственности за неисполнение любого из своих обязательств, за исключением обязательств по оплате, если докажут, что такое неисполнение было вызвано обстоятельствами непреодолимой силы, т.е. событиями или обстоятельствами, действительно находящимися вне контроля такой Стороны, наступившими после заключения настоящего Договора, обладающими непредвиденным и непредотвратимым характером. К обстоятельствам

непреодолимой силы относятся, в частности, природные катаклизмы, пожары, наводнения, взрывы, обвалы, войны (как объявленные, так и не объявленные), забастовки, митинги, гибель товара, задержки перевозчиков, вызванные авариями или неблагоприятными погодными условиями, опасностями и случайности на море, эмбарго, катастрофы, ограничения, накладываемые государственными органами (включая распределения, приоритеты, официальные требования, квоты и ценовой контроль), если эти обстоятельства непосредственно повлияли на исполнение настоящего Договора.

11.2. Время, которое требуется Сторонам для исполнения своих обязательств по настоящему Договору, будет продлено на любой срок, в течение которого было отложено исполнение по причине перечисленных обстоятельств.

11.3. В случае если продолжительность обстоятельств непреодолимой силы превышает 30 (тридцать) дней настоящий Договор может быть расторгнут по письменному заявлению любой из Сторон.

11.4. Несмотря на наступление обстоятельств непреодолимой силы, перед прекращением настоящего Договора вследствие обстоятельств непреодолимой силы Стороны осуществляют окончательные взаиморасчеты.

11.5. Сторона, для которой стало невозможным исполнение обязательств по настоящему Договору по причине наступления обстоятельств непреодолимой силы, должна незамедлительно информировать другую Сторону в письменном виде о возникновении вышеуказанных обстоятельств, а также в течение 30 (тридцати) дней предоставлять другой Стороне подтверждение наступления обстоятельств непреодолимой силы. Таким подтверждением будет являться справка, сертификат или иной соответствующий документ, выданный Торгово-промышленной палатой или иной организацией (организмом), выполняющей аналогичные функции, расположенными по месту возникновения обстоятельств непреодолимой силы.

12. Срок действия Договора

12.1. Настоящий Договор вступает в силу с момента подписания и действует до «31» декабря 2021 года, а в части оплаты оказанных услуг до полного исполнения сторонами своих обязательств.

13. Порядок и основания изменения и расторжения Договора

13.1. Настоящий договор, может быть, расторгнут по следующим основаниям:

- по соглашению сторон;

- в одностороннем порядке по инициативе Заказчика с предварительным уведомлением

Подрядчика о расторжении договора за 20 дней до его расторжения.

14. Разрешение споров

14.1. При возникновении споров, требований и (или) претензий по вопросам, предусмотренным Договором или в связи с ним, Стороны обязуются предпринять все возможные и разумные меры для урегулирования их путем переговоров, соблюдение предписанного (досудебного) порядка рассмотрения спора является обязательным для Сторон.

14.2. В случае если спор, требования и (или) претензии не будут разрешены путем переговоров в течение 20 (двадцати) календарных дней со дня направления первого письменного уведомления о существовании спора, требования или претензии, любая из Сторон Договора вправе обратиться в арбитражный суд.

14.3. Все неразрешенные споры, требования и (или) претензии, возникающие из Договора или в связи с ним, включая разногласия в отношении его существования, действительности, исполнения или прекращения, подлежат рассмотрению в Арбитражном суде Оренбургской области.



15. Требования к оформлению Договора

15.1. Договор составлен в письменной форме.

15.2. Уведомлений и возможность обмена документами по факсу и электронной почте:

15.2.1. За исключением случаев, когда это оговаривается отдельно в Договоре, все уведомления или сообщения (далее - Уведомления) в связи с Договором между Сторонами производятся в письменной форме в соответствии с реквизитами, указанными в статье 20 Договора или в предложениях/дополнениях к нему.

15.2.2. Уведомления могут направляться Сторонами с использованием следующих способов связи: факс, телеграф (телеграмма «с уведомлением о вручении телеграфом»), почтовый связ (почтовое отправление (заказное или с объявленной ценностью) «с уведомлением о вручении», а в международном почтовом обмене «с уведомлением о получении»), курьерская связь.

В случае направления Стороной уведомлений с использованием телеграфа, почтовой либо курьерской связи такое уведомление будет считаться полученным другой Стороной с момента обозначенного в уведомлении о вручении или в уведомлении о получении.

15.2.3. Любое Уведомление, полученное в нерабочий день или после окончания рабочего дня в месте получения, считается полученным на следующий рабочий день в данном месте.

15.3. Договор составлен в двух подлинных экземплярах, имеющих равную юридическую силу, по одному экземпляру для каждой из Сторон.

15.4. Требования к подписям.

15.4.1. Договор является действительным при наличии подписей уполномоченных представителей и печати Сторон.

15.4.2. Любые изменения и дополнения к Договору действительны при условии, если они совершены в письменной форме и подписаны надлежащим образом уполномоченными представителями Сторон.

15.5. Стороны договорились, что при оформлении Дополнительных соглашений, изменений и приложений к Договору не допускается использование факсимильного воспроизведения подписей с помощью средств механического или иного копирования, электронно-цифровой подписи либо иного аналога собственноручной подписи.

15.6. Приложения к Договору являются его неотъемлемой частью и действительны при наличии подписей уполномоченных представителей и печати Сторон.

16. Заключительные положения

16.1. Стороны обязаны сообщать друг другу об изменении своих юридических адресов, номеров телефонов и телефаксов, платежных реквизитов в течение 5-ти календарных дней с даты их изменения.

16.2. В день подписания Договора вся предшествующая переписка, документы и переговоры между Сторонами по вопросам, являющимся предметом Договора, теряют силу.

17. Приложения к договору.

Приложения к настоящему Договору являются его неотъемлемой частью и действительны при наличии подписей уполномоченных представителей и печати Сторон. В случае противоречия текста Договора и текста приложений определяющим (преобладающим) является текст Договора.

Приложение № 1 – Календарный план.

Приложение № 2 – Техническое задание.

Приложение № 3 – Протокол согласования договорной цены.

Приложение № 3/1 – Калькуляция затрат.

Приложение № 4 – Форма уведомления о готовности к оплате оказанных услуг.

- Приложение № 5 – Форма акта утилизации нефтешамов – снижение концентрации нефтепродуктов на 40% от исходной (первоначальной) концентрации.
- Приложение № 6 – Форму акта утилизации Партии нефтешамов.
- Приложение № 7 – Форма акта передачи в работу.
- Приложение № 7/1 – Форма акта доставки и транспортировки нефтешамов из ппшамонакопителей на объект утилизации Подрядчика.
- Приложение № 8 – Антикоррупционные условия.
- Приложение № 9 – Исполнение и актуализация ЛЦД.
- Приложение № 10 – Форма акта сдачи-приемки выполненных работ.
- Приложение № 11 – Штрафы за нарушения в области ПБОТОС.
- Приложение № 12 – Форма предоставления информации по охране труда и транспортной безопасности от подрядных/субподрядных организаций.
- Приложение № 13 – Форма акта приема-передачи документов, содержащих сведения конфиденциального характера.

18. Реквизиты Сторон

Подрядчик:
ООО «Природа-Оренбург»
 Адрес: 461040, Оренбургская область,
 г. Бузулук, ул. Чапаева, 43
 ИНН 5603032393 КПП 560301001
 БИК 043601876
 Банк Самарской филиал Банка «ВБРР» (АО)
 г. Самара
 р/с №40702810400120002624
 к/с №30101810400000000876
 эл. почта: index.03@mail.ru
 тел: 8-35342-5-19-03

Заказчик:
АО «Оренбургнефть»
 Адрес: 461040, Оренбургская область,
 г. Бузулук, ул. Магистральная, 2
 ИНН 5612002469 КПП 997250001
 БИК 044525880
 Банк АО «ВСЕРОССИЙСКИЙ БАНК
 РАЗВИТИЯ РЕГИОНОВ»
 р/с №40702810100000005129
 к/с №30101810900000000880

Директор
 ООО «Природа-Оренбург»

 В.П. Невиков

Генеральный директор
 АО «Оренбургнефть»

 Д.Л. Худяков

*Копия в силе по доверенности
 от 26/10 от 22.12.18г.*



ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА ПО НАДЗОРУ В СФЕРЕ
ПРИРОДОПОЛЬЗОВАНИЯ

УПРАВЛЕНИЕ
ФЕДЕРАЛЬНОЙ СЛУЖБЫ
ПО НАДЗОРУ В СФЕРЕ
ПРИРОДОПОЛЬЗОВАНИЯ
(РОСПРИРОДНАДЗОРА)
ПО ОРЕНБУРГСКОЙ ОБЛАСТИ
(Управление Росприроднадзора
по Оренбургской области)

ул.10 Линия, д.2а, г.Оренбург, 460040
т.(3532) 70-8113 ф.(3532) 70-7384
E-mail: rpn56@rpn.gov.ru

№ _____
на № _____ от _____

ЛИЦЕНЗИЯ

(действует до получения формы бланка строгой отчетности)

Серия 0 5 6 № 0 0 1 8 7

«02» июня 2016 г.

На осуществление

Деятельности по сбору, транспортированию, обработке, утилизации,
обезвреживанию отходов III-IV класса опасности

_____ (конкретный вид лицензируемой деятельности)

Настоящая лицензия предоставлена

Обществу с ограниченной ответственностью «Природа-Оренбург»

(полное наименование юридического лица с указанием организационно-правовой формы)

ООО «Природа-Оренбург»

_____ (сокращенное наименование юридического лица)

ООО «Природа-Оренбург»

_____ (фирменное наименование юридического лица)

Основной государственный регистрационный номер записи о
государственной регистрации юридического лица 1085658027707

Идентификационный номер налогоплательщика 5603032393

(оборотная сторона)

Место нахождения:

461040, Оренбургская область, г. Бузулук, ул. Чапаева, 43.

(адрес места нахождения юридического лица)

Места осуществления лицензируемого вида деятельности:
461040, Оренбургская область, г. Бузулук, ул. Чапаева, 43;

Оренбургская область, Курманаевский район, в юго-восточной части
кадастрового квартала 56:16:1605001 (площадка микробиологической
ремедиации, установка УОГ-15 (БР), установка «Форсаж-1»).

(адреса мест осуществления лицензируемого вида деятельности)

Настоящая лицензия предоставлена на срок: бессрочно.

на основании решения лицензирующего органа - приказа от
02 июня 2016 года № Н/Л- 151.

Настоящая лицензия имеет 1 приложение, являющееся ее
неотъемлемой частью на 7 листах.

Врио руководителя Управления
Росприроднадзора
по Оренбургской области

должность



подпись

М.А. Коваль

ф.и.о. уполномоченного лица

Н
Ш
Е
Шл св.
Раст нефтя
Раст газ с
угл бурен сырой отрабс

000406

ПРИЛОЖЕНИЕ
к лицензии Федеральной службы по
надзору в сфере природопользования

Лист 1 из 7

К лицензии 056 № 00187 от 02.06.2016 года.

Перечень отходов, с которыми разрешается осуществлять деятельность в соответствии с конкретными видами обращения с отходами I-IV класса опасности, из числа включенных в название лицензируемого вида деятельности

Наименование вида отхода	Код отхода по федеральному классификационному каталогу отходов	Класс опасности для окружающей среды	Виды работ, выполняемые в составе лицензируемого вида деятельности	Адрес места осуществления деятельности
Шламы буровые при бурении, связанном с геолого-разведочными работами в области изучения недр, малоопасные	29010111394	4	Сбор, транспортирование, обработка, утилизация	461040, Оренбургская область, г. Бузулук, ул. Чалаева, 43; Оренбургская область, Курманаевский район, в юго-восточной части кадастрового квартала 56:16:1605001 (площадка МБР)
Шламы буровые при бурении, связанном с добычей сырой нефти, малоопасные	29112001394	4		
Растворы буровые при бурении нефтяных скважин отработанные малоопасные	29111001394	4	Сбор, транспортирование, обработка, утилизация	461040, Оренбургская область, г. Бузулук, ул. Чалаева, 43; Оренбургская область, Курманаевский район, в юго-восточной части кадастрового квартала 56:16:1605001, (установка УОГ-15(БР))
Растворы буровые при бурении газовых и газоконденсатных скважин отработанные малоопасные	29111011394	4		
Растворы буровые на углеводородной основе при бурении, связанном с добычей сырой нефти, природного газа и газового конденсата, отработанные умеренно опасные	29111112393	3		

Врио руководителя Управления
Росприроднадзора
по Оренбургской области

должность



подпись

М.А. Коваль

ф.и.о. уполномоченного лица

ПРИЛОЖЕНИЕ
к лицензии Федеральной службы по
надзору в сфере природопользования

Лист 1 из 7
(оборотная сторона)

К лицензии 056 № 00187 от 02.06.2016 года.

Наименование вида отхода	Код отхода по федеральному классификационному каталогу отходов	Класс опасности для окружающей среды	Виды работ, выполняемые в составе лицензируемого вида деятельности	Адрес места осуществления деятельности
Асфальтосмоло-парафиновые отложения при зачистке нефтепромыслового оборудования	29122001293	3	Сбор, транспортирование, обработка, утилизация	461040, Оренбургская область, г. Бузулук, ул. Чапаева, 43; Оренбургская область, Курманасевский район, в юго-восточной части кадастрового квартала 56:16:1605001 (площадка МБР)
Шламы буровые при бурении, связанном с добычей сырой нефти, природного газа и газового конденсата с применением бурового раствора на углеводородной основе малоопасные	29112112394	4		
Шламы буровые при бурении, связанном с добычей сырой нефти, природного газа и газового конденсата, с применением бурового раствора глинистого на водной основе с добавлением биоразлагаемых полимеров	29112411394	4		
Шламы буровые при бурении, связанном с добычей сырой нефти, природного газа и газового конденсата, с применением бурового раствора солевого на водной основе с добавлением биоразлагаемых полимеров	29112421394	4		

Врио руководителя Управления
Росприроднадзора
по Оренбургской области

должность



М.П.

подпись

М.А. Коваль

ф.и.о. уполномоченного лица

ПРИЛОЖЕНИЕ
к лицензии Федеральной службы по
надзору в сфере природопользования

Лист 2 из 7

К лицензии 056 № 00187 от 02.06.2016 года.

Наименование вида отхода	Код отхода по федеральному классификационному каталогу отходов	Класс опасности для окружающей среды	Виды работ, выполняемые в составе лицензируемого вида деятельности	Адрес места осуществления деятельности
Воды сточные буровые при бурении, связанном с добычей сырой нефти, малоопасные	29113001324	4	Сбор, транспортирование, обработка, утилизация	461040, Оренбургская область, г. Бузулук, ул. Чапаева, 43; Оренбургская область, Курманаевский район, в юго-восточной части кадастрового квартала 56:16:1605001 (установка УОГ-15 (БР))
Воды сточные буровые при бурении, связанном с добычей природного газа и газового конденсата, малоопасные	29113011324	4		
Отходы бурения, связанного с добычей сырой нефти, природного (вонутного) газа и газового конденсата, в смеси, содержащие нефтепродукты в количестве 15% и более	29118011393	3	Сбор, транспортирование, обработка, утилизация	461040, Оренбургская область, г. Бузулук, ул. Чапаева, 43; Оренбургская область, Курманаевский район, в юго-восточной части кадастрового квартала 56:16:1605001 (площадка МБР)
Песок при очистке нефтяных скважин, содержащий нефтепродукты (содержание нефтепродуктов менее 15%)	29122011394	4		
Шламы буровые при капитальном ремонте скважин с применением бурового раствора на углеводородной основе умеренно опасные	29126111393	3		

Врио руководителя Управления
Росприроднадзора
по Оренбургской области

должность



подпись

М.А. Коваль

М.А. Коваль

ф.и.о. уполномоченного лица

ПРИЛОЖЕНИЕ
к лицензии Федеральной службы по
надзору в сфере природопользования

Лист 2 из 7
(оборотная сторона)

К лицензии 056 № 00187 от 02.06.2016 года.

Наименование вида отхода	Код отхода по федеральному классификационному каталогу отходов	Класс опасности для окружающей среды	Виды работ, выполняемые в составе лицензируемого вида деятельности	Адрес места осуществления деятельности
Всплывшие нефтепродукты из нефтеловушек и аналогичных сооружений	40635001313	3	Сбор, транспортирование, обработка, утилизация	461040, Оренбургская область, г. Бузулук, ул. Чапаева, 43; Оренбургская область, Курманаевский район, в юго-восточной части кадастрового квартала 56:16:1605001(учтановка УОГ-15 (БР))
Смеси нефтепродуктов прочие, извлекаемые из очистных сооружений нефтесодержащих вод, содержащие нефтепродукты более 70%	40635011323	3		
Смеси нефтепродуктов, собранные при зачистке средства хранения и транспортирования нефти и нефтепродуктов	40639001313	3		
Осадок (шлам) механической очистки нефтесодержащих сточных вод, содержащий нефтепродукты в количестве менее 15 %, обводненный	72310101394	4	Сбор, транспортирование, обработка, утилизация	461040, Оренбургская область, г. Бузулук, ул. Чапаева, 43; Оренбургская область, Курманаевский район, в юго-восточной части кадастрового квартала 56:16:1605001 (площадка МБР)
Осадок механической очистки нефтесодержащих сточных вод, содержащий нефтепродукты в количестве 15 % и более	72310201393	3		

Врио руководителя Управления
Росприроднадзора
по Оренбургской области

должность



подпись

М.А. Коваль

ф.и.о. уполномоченного лица

ПРИЛОЖЕНИЕ
к лицензии Федеральной службы по
надзору в сфере природопользования

Лист 3 из 7

К лицензии 056 № 00187 от 02.06.2016 года.

Наименование вида отхода	Код отхода по федеральному классификационному каталогу отходов	Класс опасности для окружающей среды	Виды работ, выполняемые в составе лицензируемого вида деятельности	Адрес места осуществления деятельности
Осадок механической очистки нефтесодержащих сточных вод, содержащий нефтепродукты в количестве менее 15 %	72310202394	4	Сбор, транспортирование, обработка, утилизация	461040, Оренбургская область, г. Бузулук, ул. Чапаева, 43; Оренбургская область, Курманаевский район, в юго-восточной части кадастрового квартала 56:16:1605001 (площадка МБР)
Осадок (шлам) флотационной очистки нефтесодержащих сточных вод, содержащий нефтепродукты в количестве 15 % и более	72330101393	3		
Осадок (шлам) флотационной очистки нефтесодержащих сточных вод, содержащий нефтепродукты в количестве менее 15 %	72330102394	4		
Шлам очистки танков нефтеналивных судов	91120001393	3		
Шлам очистки емкостей и трубопроводов от нефти и нефтепродуктов	91120002393	3		
Песок, загрязненный нефтью или нефтепродуктами (содержание нефти или нефтепродуктов 15 % и более)	91920101393	3		
Песок, загрязненный нефтью или нефтепродуктами (содержание нефти или нефтепродуктов менее 15 %)	91920102394	4		

Врио руководителя Управления
Росприроднадзора
по Оренбургской области

должность



подпись

М.А. Коваль

ф.и.о. уполномоченного лица

ПРИЛОЖЕНИЕ
к лицензии Федеральной службы по
надзору в сфере природопользования

Лист 3 из 7
(оборотная сторона)

К лицензии 056 № 00187 от 02.06.2016 года.

Наименование вида отхода	Код отхода по федеральному классификационному каталогу отходов	Класс опасности для окружающей среды	Виды работ, выполняемые в составе лицензируемого вида деятельности	Адрес места осуществления деятельности
Грунт, загрязненный нефтью или нефтепродуктами (содержание нефти или нефтепродуктов 15 % и более)	93110001393	3	Сбор, транспортирование, обработка, утилизация	461040, Оренбургская область, г. Бузулук, ул. Чапаева, 43; Оренбургская область, Курманаевский район, в юго-восточной части кадастрового квартала 56:16:1605001 (площадка МБР)
Грунт, загрязненный нефтью или нефтепродуктами (содержание нефти или нефтепродуктов менее 15%)	93110003394	4		
Отходы очистки природных, нефтяных, попутных газов от влаги, масла и механических частиц (содержание нефтепродуктов 15% и более)	64111111323	3		
Отходы очистки природных, нефтяных, попутных газов от влаги, масла и механических частиц (содержание нефтепродуктов менее 15%)	64111112324	4		
Опилки и стружка древесные, загрязненные нефтью или нефтепродуктами (содержание нефти или нефтепродуктов 15% и более)	91920501393	3	Сбор, транспортирование, обезвреживание	461040, Оренбургская область, г. Бузулук, ул. Чапаева, 43; Оренбургская область, Курманаевский район, в юго-восточной части кадастрового квартала 56:16:1605001, (установка «Форсаж-1»)

Врио руководителя Управления
Росприроднадзора
по Оренбургской области



М.А. Коваль

должность

подпись

ф.и.о. уполномоченного лица

М.П.

ПРИЛОЖЕНИЕ
к лицензии Федеральной службы по
надзору в сфере природопользования

Лист 4 из 7

К лицензии 056 № 00187 от 02.06.2016 года.

Наименование вида отхода	Код отхода по федеральному классификационному каталогу отходов	Класс опасности для окружающей среды	Виды работ, выполняемые в составе лицензируемого вида деятельности	Адрес места осуществления деятельности
Фильтры очистки масла автотранспортных средств отработанные	92130201523	3	Сбор, транспортирование, обезвреживание	461040, Оренбургская область, г. Бузулук, ул. Чапаева, 43; Оренбургская область, Курманаевский район, в юго-восточной части кадастрового квартала 56:16:1605001, установка «Форсаж-1»
Фильтры воздушные автотранспортных средств отработанные	92130101524	4		
Спецодежда из натуральных, синтетических, искусственных и шерстяных волокон, загрязненная нефтепродуктами (содержание нефтепродуктов 15% и более)	40231101623	3		
Спецодежда из натуральных, синтетических, искусственных и шерстяных волокон, загрязненная нефтепродуктами (содержание нефтепродуктов менее 15%)	40231201624	4		
Опилки и стружка древесные, загрязненные нефтью или нефтепродуктами (содержание нефти или нефтепродуктов менее 15%)	91920502394	4		
Пенька промасленная (содержание масла менее 15%)	91920302604	4		

Врио руководителя Управления
Росприроднадзора
по Оренбургской области

должность



М.П.

подпись

М.А. Коваль

ф.и.о. уполномоченного лица

ПРИЛОЖЕНИЕ
к лицензии Федеральной службы по
надзору в сфере природопользования

Лист 4 из 7
(оборотная сторона)

К лицензии 056 № 00187 от 02.06.2016 года.

Наименование вида отхода	Код отхода по федеральному классификационному каталогу отходов	Класс опасности для окружающей среды	Виды работ, выполняемые в составе лицензируемого вида деятельности	Адрес места осуществления деятельности
Обтирочный материал, загрязненный нефтью или нефтепродуктами (содержание нефти или нефтепродуктов 15% и более)	91920401603	3	Сбор, транспортирование, обезвреживание	461040, Оренбургская область, г. Бузулук, ул. Чапаева, 43; Оренбургская область, Курманаевский район, в юго-восточной части кадастрового квартала 56:16:1605001, установка «Форсаж-1»
Угольные фильтры отработанные, загрязненные нефтепродуктами (содержание нефтепродуктов менее 15%)	44310102524	4		
Фильтры тонкой очистки бумажные отработанные, загрязненные нефтепродуктами (содержание нефтепродуктов менее 15%)	44311401204	4		
Отходы бумаги и картона, загрязненные нефтепродуктами (содержание нефтепродуктов менее 15%)	40595911604	4		
Угольные фильтры отработанные, загрязненные нефтепродуктами (содержание нефтепродуктов 15% и более)	44310102523	3		
Пенька промасленная (содержание масла 15% и более)	91920301603	3		

Врио руководителя
Росприроднадзора
по Оренбургской области



М.А. Коваль

должность

подпись

ф.и.о. уполномоченного лица

ПРИЛОЖЕНИЕ
к лицензии Федеральной службы по
надзору в сфере природопользования

Лист 5 из 7

К лицензии 056 № 00187 от 02.06.2016 года.

Наименование вида отхода	Код отхода по федеральному классификационному каталогу отходов	Класс опасности для окружающей среды	Виды работ, выполняемые в составе лицензируемого вида деятельности	Адрес места осуществления деятельности
Силикагель отработанный, загрязненный нефтью и нефтепродуктами (содержание нефтепродуктов менее 15%)	44250312294	4	Сбор, транспортирование, обезвреживание	461040, Оренбургская область, г. Бузулук, ул. Чапаева, 43; Оренбургская область, Курманаевский район, в юго-восточной части кадастрового квартала 56:16:1605001 (установка «Форсаж-1»)
Уголь активированный отработанный, загрязненный нефтепродуктами (содержание нефтепродуктов 15% и более)	44250401203	3		
Уголь активированный отработанный, загрязненный нефтепродуктами (содержание нефтепродуктов менее 15%)	44250402204	4		
Тара из разнородных полимерных материалов, загрязненная нефтепродуктами (содержание менее 15%)	43819512524	4		
Силикагель отработанный, загрязненный нефтью и нефтепродуктами (содержание нефтепродуктов 15% и более)	44250311293	3		
Сальниковая набивка асбесто-графитовая промасленная (содержание масла 15% и более)	91920201603	3		

Врио руководителя Управления
Росприроднадзора
по Оренбургской области

должность



подпись

М.А. Коваль

ф.и.о. уполномоченного лица

ПРИЛОЖЕНИЕ
к лицензии Федеральной службы по
надзору в сфере природопользования

Лист 5 из 7
(оборотная сторона)

К лицензии 056 № 00187 от 02.06.2016 года.

Наименование вида отхода	Код отхода по федеральному классификационному каталогу отходов	Класс опасности для окружающей среды	Виды работ, выполняемые в составе лицензируемого вида деятельности	Адрес места осуществления деятельности
Сальниковая набивка асбесто-графитовая промасленная (содержание масла менее 15%)	91920202604	4	Сбор, транспортирование, обезвреживание	461040, Оренбургская область, г. Бузулук, ул. Чапаева, 43; Оренбургская область, Курманаевский район, в юго-восточной части кадастрового квартала 56:16:1605001 (установка «Форсаж-1»)
Сорбенты на основе торфа и/или сфагнового мха, загрязненные нефтепродуктами (содержание нефтепродуктов 15% и более)	44250711493	3		
Сорбенты на основе торфа и/или сфагнового мха, загрязненные нефтепродуктами (содержание нефтепродуктов менее 15%)	44250712494	4		
Сорбент на основе опоки, загрязненный нефтепродуктами (содержание нефтепродуктов 15% и более)	44250911493	3		
Сорбент на основе опоки, загрязненный нефтепродуктами (содержание нефтепродуктов менее 15%)	44250912494	4		
Сорбент на основе алюмосиликата отработанный, загрязненный нефтепродуктами (содержание нефтепродуктов 15% и более)	44250811203	3		

Врио руководителя Управления
Росприроднадзора
по Оренбургской области

должность



М.А. Коваль

ф.и.о. уполномоченного лица

М.П.

ПРИЛОЖЕНИЕ
к лицензии Федеральной службы по
надзору в сфере природопользования

Лист 6 из 7

К лицензии 056 № 00187 от 02.06.2016 года.

Наименование вида отхода	Код отхода по федеральному классификационному каталогу отходов	Класс опасности для окружающей среды	Виды работ, выполняемые в составе лицензируемого вида деятельности	Адрес места осуществления деятельности
Нетканые фильтровальные материалы синтетические, загрязненные нефтепродуктами (содержание нефтепродуктов 15% и более)	44350101613	3	Сбор, транспортирование, обезвреживание	461040, Оренбургская область, г. Бузулук, ул. Чапаева, 43; Оренбургская область, Курманаевский район, в юго-восточной части кадастрового квартала 56:16:1605001 (установка «Форсаж-1»)
Сорбент на основе алюмосиликата отработанный, загрязненный нефтепродуктами (содержание нефтепродуктов менее 15%)	44250812494	4		
Нетканые фильтровальные материалы синтетические, загрязненные нефтепродуктами (содержание нефтепродуктов менее 15%)	44350102614	4		
Сорбент на основе полиуретана, загрязненный нефтепродуктами (содержание нефтепродуктов менее 15%)	44253311494	4		
Песок кварцевый, загрязненный нефтепродуктами (содержание нефтепродуктов 15% и более)	44370111393	3	Сбор, транспортирование, обработка, утилизация	461040, Оренбургская область, г. Бузулук, ул. Чапаева, 43; Оренбургская область, Курманаевский район, в юго-восточной части кадастрового квартала 56:16:1605001 (площадка МБР)

Врио руководителя Управления
Росприроднадзора
по Оренбургской области

должность



подпись

М.А. Коваль

ф.и.о. уполномоченного лица

ПРИЛОЖЕНИЕ
к лицензии Федеральной службы по
надзору в сфере природопользования

Лист 6 из 7
(оборотная сторона)

К лицензии 056 № 00187 от 02.06.2016 года.

Наименование вида отхода	Код отхода по федеральному классификационному каталогу отходов	Класс опасности для окружающей среды	Виды работ, выполняемые в составе лицензируемого вида деятельности	Адрес места осуществления деятельности
Ткань из натуральных и смешанных волокон, загрязненная нефтепродуктами (содержание нефтепродуктов менее 15%)	44321253604	4	Сбор, транспортирование, обезвреживание	461040, Оренбургская область, г. Бузулук, ул. Чапаева, 43; Оренбургская область, Курманаевский район, в юго-восточной части кадастрового квартала 56:16:1605001 (установка «Форсаж-1»)
Бумага фильтровальная, загрязненная нефтепродуктами (содержание нефтепродуктов 15% и более)	44331011613	3		
Картон фильтровальный, загрязненный нефтепродуктами (содержание нефтепродуктов 15% и более)	44331012613	3		
Бумага фильтровальная, загрязненная нефтепродуктами (содержание менее 15%)	44331013614	4		
Картон фильтровальный, загрязненный нефтепродуктами (содержание менее 15%)	44331014614	4		
Минеральное волокно, загрязненное нефтепродуктами (содержание нефтепродуктов менее 15%)	44352211614	4		

Врио руководителя Управления
Росприроднадзора
по Оренбургской области

должность

М.П.

подпись

М.А. Коваль

ф.и.о. уполномоченного лица

ПРИЛОЖЕНИЕ
к лицензии Федеральной службы по
надзору в сфере природопользования

Лист 7 из 7

К лицензии 056 № 00187 от 02.06.2016 года.

Наименование вида отхода	Код отхода по федеральному классификационному каталогу отходов	Класс опасности для окружающей среды	Виды работ, выполняемые в составе лицензируемого вида деятельности	Адрес места осуществления деятельности
Фильтрующая загрузка из песка, загрязненная нефтепродуктами (содержание нефтепродуктов менее 15%)	44370212204	4	Сбор, транспортирование, обезвреживание	461040, Оренбургская область, г. Бузулук, ул. Чапаева, 43; Оренбургская область, Курманаевский район, в юго-восточной части кадастрового квартала 56:16:1605001 (установка «Форсаж-1»)
Фильтрующая загрузка из гравия, загрязненная нефтепродуктами (содержание нефтепродуктов менее 15%)	44370213204	4		
Фильтрующая загрузка на основе алумосиликата, загрязненная нефтепродуктами (содержание нефтепродуктов менее 15%)	44370315294	4		
Фильтрующая загрузка из разнородных полимерных материалов, загрязненная нефтепродуктами (содержание нефтепродуктов 15% и более)	44372181523	3		
Фильтрующая загрузка из разнородных полимерных материалов, загрязненная нефтепродуктами (содержание нефтепродуктов менее 15%)	44372182524	4		
Керамзит, загрязненный нефтепродуктами (содержание нефтепродуктов 15% и более)	44375101493	3		

Врио руководителя **Управления
Росприроднадзора
по Оренбургской области**

должность



подпись

М.А. Коваль

ф.и.о. уполномоченного лица

ПРИЛОЖЕНИЕ
к лицензии Федеральной службы по
надзору в сфере природопользования

Лист 7 из 7
(оборотная сторона)

К лицензии 056 № 00187 от 02.06.2016 года.

Наименование вида отхода	Код отхода по федеральному классификационному каталогу отходов	Класс опасности для окружающей среды	Виды работ, выполняемые в составе лицензируемого вида деятельности	Адрес места осуществления деятельности
Керамзит, загрязненный нефтепродуктами (содержание нефтепродуктов менее 15%)	44375102494	4	Сбор, транспортирование, обезвреживание	461040, Оренбургская область, г. Бузулук, ул. Чапаева, 43; Оренбургская область, Курманаевский район, в юго-восточной части кадастрового квартала 56:16:1605001 (установка «Форсаж-1»)
Фильтрующая загрузка из песка и пенополиуретана, загрязненная нефтепродуктами (содержание нефтепродуктов менее 15%)	44376101494	4		
Фильтрующая загрузка из песка и гравия, загрязненная нефтепродуктами (содержание нефтепродуктов менее 15%)	44376102494	4		
Фильтрующая загрузка из аллюмосиликата и полистирола, загрязненная нефтепродуктами (содержание нефтепродуктов менее 15%)	44376103494	4		
Фильтрующая загрузка из угольной крошки и опилок древесных, загрязненная нефтепродуктами (содержание нефтепродуктов менее 15%)	44391211714	4		

Врио руководителя Управления
Росприроднадзора
по Оренбургской области

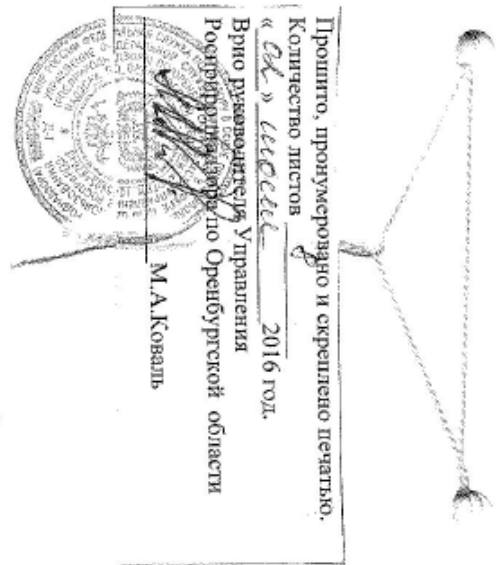
должность



подпись

М.А. Коваль

ф.и.о. уполномоченного лица




 Федеральная служба по надзору в сфере природопользования

ЛИЦЕНЗИЯ

№ (56)-874-УРБ «27» июля 2016 г.

На осуществление

Деятельности по утилизации, обезвреживанию и размещению
отходов III-IV

(конкретный вид лицензируемой деятельности)

Настоящая лицензия предоставлена

Публичному акционерному обществу «Оренбургнефть»

(полное наименование юридического лица с указанием организационно-правовой формы)

ПАО «Оренбургнефть»

(сокращенное наименование юридического лица)

ПАО «Оренбургнефть»

(фирменное наименование юридического лица)

Основной государственный регистрационный номер записи о государственной регистрации юридического лица 1025601802357

Идентификационный номер налогоплательщика 5612002469

0006568 *

(оборотная сторона)

Место нахождения:
461040, г.Бузулук, ул.Магистральная, д.2

(адрес места нахождения юридического лица)

Места осуществления лицензируемого вида деятельности: Оренбургская область, Грачевский район, Покровское месторождение, 3 км на северо-запад от с.Покровка, Покровская УПН; Красногвардейский район, Сорочинско-Никольское месторождение, 1,35 км западнее с.Александровка, УПСВ «Сорочинско-Никольская»; Родинское месторождение, 8,6 км западнее с.Кинзелька, УПСВ «Родинская»; Горное месторождение, 1,2 км западнее п.Степной, ДНС (УПСВ) «Горная»; Курманаевский район, Курманаевское месторождение, 1 км юго-восточнее с.Петровка, Курманаевская УПСВ; Курманаевское месторождение, 2 км на юго-восток от с.Петровка (накопитель замазученных почвогрунтов и снега Курманаевского месторождения); Герасимовское месторождение, 1,7 км на северо-запад от с.Даниловка, Герасимовская УПСВ; Герасимовское месторождение, 2 км на северо-запад от с.Даниловка (накопитель замазученных почвогрунтов и снега Герасимовского месторождения); Долговское месторождение, 2,5 км на северо-восток от с.Ромашкино, Долговская УПСВ; Бобровское месторождение, 3,4 км на юго-восток от с.Савельевка, Савельевская УПСВ; Бобровское месторождение, 3 км на запад от с.Савельевка, Бобровская УПН; Тананыкское месторождение, 3,5 км на северо-запад от с.Семеновка, Тананыкская УПН; Гаршинское месторождение, 2,5 км на запад от с.Ферапонтовка, Гаршинская УПСВ; Первомайский район, Зайкинское месторождение, 4 км южнее п.Ленинский, Зайкинская УКПНГ; Росташинское месторождение, 4,5 км на юго-восток от п.Башкировка, Росташинская УПН; Очистные сооружения ЗГПП, 3 км на север от с.Мансурово; Росташинские очистные сооружения, 5,3 км на юго-восток от п.Башкировка; Переволоцкий район, Вахитовское месторождение, 2 км южнее с Кубанка, ДНС (УПН) «Вахитовская»; Пономаревский район, Пономаревское месторождение, 1 км севернее с.Пономаревка УПН «Пономаревская»; Шламовый амбар Пономаревского месторождения, с.Наузурово; Самодуровское месторождение, 4,7 км севернее с.Фадеевка, УПСВ «Самодуровская»; Сорочинский район, Ольховское месторождение, 9,3 км северо-восточнее г.Сорочинска, ДНС (УПСВ) «Ольховская»; Малаховское месторождение, 1 км северо-западнее с.Михайловка-2я, ДНС «Малаховская»; Тощкий район, Скворцовское месторождение, 6,2 км на северо-запад от с.Жидиловка, УПСВ «Скворцовская»; Шарлыкский район, Родниковское месторождение, 5,5 км юго-западнее с.Ратчино, УПСВ «Родниковская»; Самарская область, Богатовский район, 7 км на северо-восток от г.Нефтегорска, Нефтегорская УСН

(адреса мест осуществления лицензируемого вида деятельности)

Настоящая лицензия предоставлена на срок: бессрочно.

на основании решения лицензирующего органа - приказа от 27 июля 2016 года № Н/Л-233.

Настоящая лицензия имеет 1 приложение, являющееся ее неотъемлемой частью на 2 листах.

И.о. руководителя Управления
Росприроднадзора
по Оренбургской области

должность



М.П.

подпись

Л.Н.Чернова

ф.и.о. уполномоченного лица

ПРИЛОЖЕНИЕ
к лицензии Федеральной службы
по надзору в сфере природопользования

Лист 1 из 2

К лицензии № (56)-874-УРБ от 27.07.2016 года
(без лицензии не действительно).

Перечень отходов, с которыми разрешается осуществлять деятельность в соответствии с конкретными видами обращения с отходами I-IV класса опасности, из числа включенных в название лицензируемого вида деятельности

Наименование вида отхода	Код отхода по федеральному классификационному каталогу отходов	Класс опасности для окружающей среды	Виды работ, выполняемые в составе лицензируемого вида деятельности	Адрес места осуществления деятельности
Отходы минеральных масел промышленных	4 06 130 01 31 3	3	Утилизация	Покровская УПН; УПСВ «Сорочинско-Никольская»; УПСВ «Родинская»; ДНС (УПСВ) «Горная»; Курманаевская УПСВ; Герасимовская УПСВ; Долговская УПСВ; Савельевская УПСВ; Бобровская УПН; Тананыкская УПН; Гаршинская УПСВ; Зайкинская УКПНГ; Росташинская УПН; ДНС (УПН) «Вахитовская»; УПН «Пономаревская»; УПСВ «Самодуровская»; ДНС (УПСВ) «Ольховская»; ДНС «Малаховская»; УПСВ «Скворцовская»; УПСВ «Родниковская»; Нефтегорская УСН
Отходы минеральных масел трансформаторных, не содержащих галогены	4 06 140 01 31 3	3		
Всплывшие нефтепродукты из нефтеловушек и аналогичных сооружений	4 06 350 01 31 3	3		
Отходы смесей нефтепродуктов при технических испытаниях и измерениях	9 42 501 01 31 3	3		
Отходы минеральных масел компрессорных	4 06 166 01 31 3	3		

И.о. руководителя Управления
Росприроднадзора
по Оренбургской области

должность



М.П.

подпись

Л.Н.Чернова

ф.и.о. уполномоченного лица

0030030 *

Приложение является неотъемлемой частью лицензии

ПРИЛОЖЕНИЕ К ЛИЦЕНЗИИ ПРИЛОЖЕНИЕ К ЛИЦЕНЗИИ ПРИЛОЖЕНИЕ К ЛИЦЕНЗИИ

Лист 1 из 2
(оборотная сторона)

К лицензии № (56)-874-УРБ от 27.07.2016 года
(без лицензии не действительно).

Наименование вида отхода	Код отхода по федеральному классификационному каталогу отходов	Класс опасности для окружающей среды	Виды работ, выполняемые в составе лицензируемого вида деятельности	Адрес места осуществления деятельности
Отходы минеральных масел гидравлических, не содержащих галогены	4 06 120 01 31 3	3	Утилизация	Зайкинская УКПНГ; Росташинская УПН;
Отходы минеральных масел турбинных	4 06 170 01 31 3	3	Утилизация	Нефтегорская УСН
Остатки дизельного топлива, утратившего потребительские свойства	4 06 910 01 10 3	3	Утилизация	ДНС (УПН) «Вахитовская»; Нефтегорская УСН
Подтоварная вода резервуаров хранения нефти и нефтепродуктов с содержанием нефти и нефтепродуктов менее 15%	9 11 201 11 31 4	4	Утилизация	УПН «Пономаревская»
Шлам очистки емкостей и трубопроводов от нефти и нефтепродуктов	9 11 200 02 39 3	3	Размещение	Курманаевский район, 2 км на юго-восток от с.Петровка(накопитель замазученных почвогрунтов и снега Курманаевского месторождения); Курманаевский район, 2 км на северо-запад от с.Даниловка, (накопитель замазученных грунтов и снега Герасимовского месторождения); Пономаревский район, с.Наурузово (шламовый амбар Пономаревского месторождения)
Песок, загрязненный нефтью или нефтепродуктами (содержание нефти или нефтепродуктов 15% и более)	9 19 201 01 39 3	3		
Грунт, загрязненный нефтью или нефтепродуктами (содержание нефти или нефтепродуктов менее 15%)	9 31 100 03 39 4	4		

И.о. руководителя Управления
Росприроднадзора
по Оренбургской области

должность



подпись

Л.Н.Чернова

ф.и.о. уполномоченного лица

ПРИЛОЖЕНИЕ
к лицензии Федеральной службы
по надзору в сфере природопользования

Лист 2 из 2

К лицензии № (56)-874-УРБ от 27.07.2016 года.
(без лицензии не действительно)

Наименование вида отхода	Код отхода по федеральному Классификационному каталогу отходов	Класс опасности для окружающей среды	Виды работ, выполняемые в составе лицензируемого вида деятельности	Адрес места осуществления деятельности
Отходы (осадки) из выгребных ям	7 32 100 01 30 4	4	Обезвреживание	Оренбургская область, Первомайский район, 3 км на север от с.Маисурово очистные сооружения ЗГПП; Оренбургская область, Первомайский район, 5,3 км на юго-восток от п.Башкировка Росташинские очистные сооружения

И.о руководителя Управления
Росприроднадзора
по Оренбургской области

должность



М.П.

подпись

Л.Н.Чернова

ф.и.о. уполномоченного лица

0030031 *

Приложение является неотъемлемой частью лицензии